



# PROYECTO FIN DE CARRERA INGENIERÍA INDUSTRIAL



## ANÁLISIS ECONÓMICO Y GEOGRÁFICO DE SISTEMAS DE CALEFACCIÓN DE DISTRITO CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL

**Autor: Javier Frago Moreno**

**Director: Miguel Ángel Lozano Serrano**



Dpto. de Ingeniería Mecánica

Área de Máquinas y Motores Térmicos

Universidad de Zaragoza

**Zaragoza, Septiembre 2011**



## **ANÁLISIS ECONÓMICO Y GEOGRÁFICO DE SISTEMAS DE CALEFACCIÓN DE DISTRITO CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL**

### **RESUMEN**

La creciente demanda energética y el progresivo agotamiento de los recursos energéticos no renovables hacen urgente la búsqueda de alternativas de suministro y soluciones tecnológicas basadas en energías renovables. Con la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación (CTE) [1], el marco normativo español comenzó a promover la instalación de sistemas de energía solar térmica en edificios. Específicamente, con la nueva legislación se exige, para edificios de nueva construcción, una cobertura solar del 30% - 70% de la demanda de agua caliente sanitaria (ACS). Comparando la magnitud de la demanda de ACS con la de otras demandas térmicas que tienen lugar en los edificios (calefacción, climatización,...) resulta evidente que dicha exigencia no va a ser suficiente para desarrollar el potencial a largo plazo estimado para la energía solar térmica por la UE [2].

La utilización de grandes sistemas que combinan los captadores solares térmicos con la tecnología de acumulación térmica estacional [3-9] permite acoplar la mayor oferta de radiación solar (verano) con la mayor demanda energética (calefacción en invierno) y alcanzar elevadas fracciones solares (superiores al 50%) de la demanda combinada de ACS y calefacción, superando con mucho la cobertura impuesta por el CTE.

El ámbito específico de aplicación de la acumulación térmica estacional comprende sistemas con demandas elevadas de calefacción, agua caliente sanitaria (ACS) e incluso demandas moderadas de refrigeración en verano.

En este trabajo se analiza el potencial de aplicación de los grandes sistemas solares térmicos a lo largo y ancho de la geografía española, en función de parámetros climáticos como la radiación solar global, la severidad climática de invierno y verano, etc. La estimación de las demandas de ACS, calefacción y refrigeración, junto con los datos climáticos y modelos de simulación dinámica de estos sistemas, permiten determinar sus prestaciones y ajustar sus dimensiones (superficie colectora y volumen de acumulación). Es decir, es posible encontrar las dimensiones del sistema más adecuado para cada ciudad en términos de la relación coste-beneficio, obteniendo una valoración aproximada del coste económico del calor solar, del ahorro de energía primaria y de la reducción de emisiones contaminantes.

Se realiza un estudio más detallado en función de los parámetros de diseño de la planta para un caso concreto de localización de la instalación y tamaño (número de viviendas a cubrir en el sector residencial). Se determina el esfuerzo económico en función de la cobertura solar deseada, o bien la cobertura solar conseguida para un límite impuesto de esfuerzo económico.

Por último, se estudian los efectos que provocan la variación de los ratios superficie de captación - demanda anual de energía (ratio  $A/GD$ ), y volumen del acumulador estacional - superficie de captación (ratio  $V/A$ ) sobre la cobertura solar y el coste del calor solar.

Los resultados obtenidos en este proyecto junto con los estudios realizados anteriormente, fueron presentados al “VII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica”, celebrado en Bilbao los días 15, 16 y 17 de Junio de 2011, [29].

# Índice

1. Introducción.....	7
2. Datos climáticos.....	11
3. Potencial de aplicación en distintas zonas climáticas de España.....	14
4. Descripción del sistema y caso base.....	20
5. Modelo TRNSYS y resultados para el caso base .....	23
5.1. Análisis energético y comportamiento dinámico de la instalación .....	24
5.2. Análisis económico .....	26
6. Análisis geográfico .....	27
7. Economías de escala y parámetros de diseño.....	30
7.1. Economías de escala (número de viviendas) .....	30
7.2. Influencia del ratio A/GD (tamaño del campo solar).....	31
7.3. Influencia del ratio V/A (volumen del acumulador estacional).....	33
7.4. Combinación óptima de los ratios A/GD y V/A.....	34
8. Conclusiones .....	37
Nomenclatura .....	39
Referencias .....	41

ANEXO I. Datos climáticos

ANEXO II. Demanda y selección de ciudades

ANEXO III. Caso base y modelo TRNSYS

ANEXO IV. Análisis de resultados



## **1. INTRODUCCIÓN**

El agotamiento de combustibles fósiles, la creciente demanda energética y la política de reducción de emisiones contaminantes hacen urgente la búsqueda de alternativas basadas en energías renovables, siendo la energía solar térmica una de las mejores opciones de futuro.

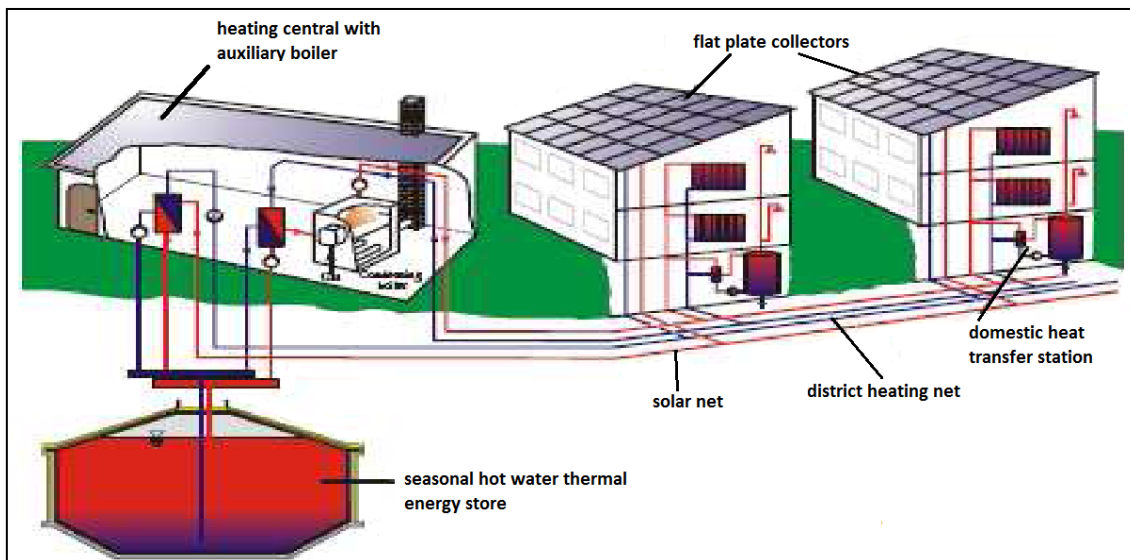
La Unión Europea y sus Estados miembros se han comprometido a alcanzar una cuota del 20% de la energía renovable para el año 2020. Con el Código Técnico de la Edificación (CTE) [1], el Gobierno de España inició la promoción de instalaciones de sistemas solares térmicos para edificios de nueva construcción, imponiendo una cobertura solar del 30-70% de la demanda de energía correspondiente a agua caliente sanitaria (ACS).

Si esta cobertura solar se centra únicamente en sistemas de energía solar térmica para producción de ACS, la contribución solar térmica al incremento que pretende la Unión Europea quedará muy limitada [2].

En otros países de Europa con menor radiación solar como Alemania, Austria, Dinamarca o Suecia, la energía solar térmica ha tenido un mayor desarrollo, habiéndose instalado numerosos sistemas centralizados con aporte solar y acumulación estacional para suministrar las necesidades energéticas de calor a distritos urbanos e incluso a pequeñas ciudades [3-9]. Estas instalaciones han demostrado su viabilidad técnica alcanzando elevadas fracciones solares (>50%), teniendo en cuenta además que esta fracción solar no sólo abarca la demanda de ACS, sino también la demanda energética de calefacción, que es mucho mayor.

### **Grandes sistemas solares térmicos con acumulación estacional**

Estos sistemas se diseñan para alcanzar fracciones solares entre el 50-70% e incluso mayores de la demanda total de calefacción y ACS. Se utilizan para cubrir la demanda de conjuntos residenciales superiores a 100 viviendas y de grandes edificios.



**Figura 1.** Ejemplo de una instalación solar térmica con acumulación estacional [23]

La mayoría de las instalaciones solares térmicas presentan un problema: los periodos de demanda energética (calefacción y ACS en invierno) no coinciden con los periodos de gran oferta solar (verano). Esto hace que se desaproveche en gran parte la oferta solar existente en los meses de verano. Es por ello que estos sistemas se combinan con la tecnología de la acumulación estacional, obteniéndose un ahorro de energía comercial considerable y la reducción asociada de emisiones de CO<sub>2</sub> y contaminantes.

La acumulación estacional permite almacenar energía en grandes volúmenes de agua (u otro fluido) que se ha calentado con energía solar durante los meses en los que la oferta solar es elevada y la demanda energética es baja (meses de verano). La energía acumulada se aprovecha en los meses de invierno cuando la demanda de calefacción es elevada y la oferta solar baja. Gracias a ello se alcanzan elevadas fracciones solares, el 50-70 % de la demanda total. Se diseñan para alcanzar capacidades de acumulación estacional de 1,4-2,1m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>, con una superficie colectora de 1,4-2,4m<sup>3</sup>/(MWh) de demanda anual.

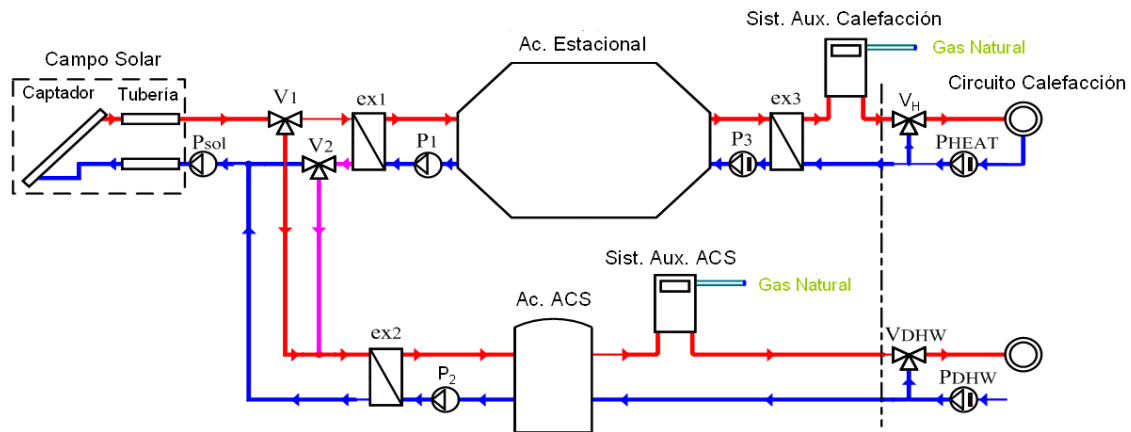
La inversión específica en el campo de colectores es comparable a los sistemas de fracción solar baja. Sin embargo, la inversión total es más elevada debido al mayor volumen de acumulación térmica, llegando a doblarla. Por ello, la acumulación estacional suele ir unida, si es posible, a redes de calefacción de distrito ya existentes para disminuir el coste.

Basándose en las experiencias adquiridas en Europa sobre dichos sistemas, en este trabajo se pretende analizar las prestaciones que se pueden alcanzar en España [3-5], donde se dispone de mejores condiciones de radiación.



El punto de partida de este proyecto es un modelo que representa un sistema solar térmico centralizado con acumulación estacional. Este modelo ha sido elaborado mediante el programa TRNSYS [10], una herramienta informática que realiza simulaciones dinámicas de sistemas energéticos.

Concretamente, se parte de un caso base que corresponde a un diseño realizado para una zona residencial con 500 viviendas en la ciudad de Zaragoza (Figura 2), capaz de cubrir más del 70% de la demanda de energía térmica para ACS y calefacción. El diseño y resultados del caso base provienen de dos proyectos fin de carrera [22, 28].



**Figura 2.** Esquema del sistema solar propuesto

Para la simulación correspondiente al caso base y otros casos desarrollados posteriormente en este proyecto es necesario disponer de una base de datos que proporcione diversas variables climatológicas, como son la temperatura ambiente y la radiación solar. Esta información, además de ser necesaria para que la herramienta TRNSYS pueda ejecutar las simulaciones pertinentes, resulta también necesaria para establecer los parámetros de diseño de la planta.

Por ello, este trabajo se inicia con un estudio de la información climatológica existente. En este estudio se analizan los datos climáticos disponibles para España, utilizando fuentes como AEMET [11] o la Normativa UNE [12-14]. Así mismo, se han realizado una serie de tablas a modo de resumen cuyo objetivo es unificar la información útil para la elaboración del proyecto. También se analizan los programas destinados a proporcionar información climatológica y los formatos utilizados que permite elegir la base de datos óptima para el programa de simulación TRNSYS.

Dada la importancia de los factores climatológicos y, por tanto, la importancia de la situación geográfica de la planta, se analizan en profundidad las distintas zonas climáticas en España teniendo en cuenta la normativa existente para este tipo de instalaciones, según el CTE [1]. Se analiza también la contribución energética, es decir, los requisitos que el CTE [1] y la Escala de Calificación Energética [15] impone sobre las demandas de calefacción y ACS. A continuación se explica la estimación de la demanda realizada para el caso base. Al ser un propósito de este proyecto el análisis energético

y económico del sistema solar propuesto en función del número de viviendas y de la localización geográfica de la planta, se describen también las modificaciones que se deben realizar para estimar la demanda ante un número diferente de viviendas o una localización geográfica distinta.

Se realiza también un estudio de la oportunidad de mercado de los sistemas solares térmicos con acumulación estacional. Basándonos en las demandas energéticas de calefacción, ACS y refrigeración, y en la radiación solar incidente en las distintas capitales de provincia, se puede predecir en que ciudades pueden ser rentables este tipo de instalaciones.

Por último, se describen diversas modificaciones realizadas sobre el modelo base. Se describen en primer lugar los parámetros de diseño modificados para cubrir la demanda de un número distinto de viviendas (en un rango de 100, 250, 500, 750 y 1000 viviendas). El caso base también ha sido modificado para poder cubrir la demanda de la planta en una localización geográfica diferente. Se han elegido diferentes ciudades donde las demandas energéticas son distintas al caso base y donde los parámetros climatológicos como radiación solar, temperatura ambiente o temperatura del agua de red también varían.

La última modificación sobre el caso base ha consistido en el análisis de la influencia de dos de los parámetros más importantes de diseño, los ratios  $A/GD$  (relación entre la superficie de captación y la demanda anual de energía) y  $V/A$  (relación entre el volumen del acumulador estacional y la superficie de captación), los cuales afectan directamente al área colectora y al volumen del acumulador estacional. Se han estudiado el efecto que provoca la variación de dichos ratios sobre la cobertura solar, el volumen estacional y el coste del calor solar.

## 2. DATOS CLIMÁTICOS

Para estudiar y analizar este tipo de instalaciones se emplean programas informáticos capaces de realizar simulaciones dinámicas de sistemas energéticos. Estos programas requieren como datos de partida los datos climatológicos correspondientes al lugar de instalación.

En el Anexo II se discute la importancia de estos datos climatológicos. Datos como la temperatura ambiente o la radiación solar incidente determinarán la operación y el dimensionado de la planta.

En el Anexo I del proyecto se describen las bases de datos climatológicas, el ciclo de vida de la información climatológica, los programas informáticos disponibles, los formatos utilizados, etc.

La red oficial de datos climatológicos en España es la Agencia Estatal de Meteorología (AEMET) [11]. Proporciona numerosos servicios, siendo de especial utilidad para este proyecto el suministro de datos climáticos para cada capital de provincia. En la Tabla 1 se muestra a modo de ejemplo la ciudad de Zaragoza.

**Tabla 1.** Valores climatológicos normales, medias mensuales. Zaragoza / Aeropuerto

Mes	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DDe	I
Enero	6,4	10,3	2,4	22	75	4	1	0	7	8	5	133
Febrero	8,4	13,3	3,5	20	68	4	0	0	3	5	5	165
Marzo	10,9	16,6	5,2	20	60	4	0	0	1	2	7	210
Abril	13,0	18,7	7,4	35	58	5	0	1	1	0	5	221
Mayo	17,2	23,2	11,2	44	56	6	0	4	0	0	4	263
Junio	21,3	27,7	14,8	31	52	4	0	4	0	0	8	295
Julio	24,5	31,5	17,6	18	49	3	0	4	0	0	14	337
Agosto	24,4	31,0	17,8	17	53	2	0	4	0	0	11	311
Septiembre	20,7	26,7	14,7	27	59	3	0	3	1	0	7	231
Octubre	15,5	20,7	10,3	30	69	5	0	1	2	0	5	192
Noviembre	10,0	14,3	5,8	30	74	5	0	0	5	2	4	146
Diciembre	7,1	10,7	3,5	23	77	5	0	0	8	6	4	116
Año	15,0	20,4	9,5	318	62	50	1	21	28	25	80	2614

Periodo: 1971-2000 - Altitud (m): 247 - Latitud: 41º 39' 43" N - Longitud: 01º 00' 29" O

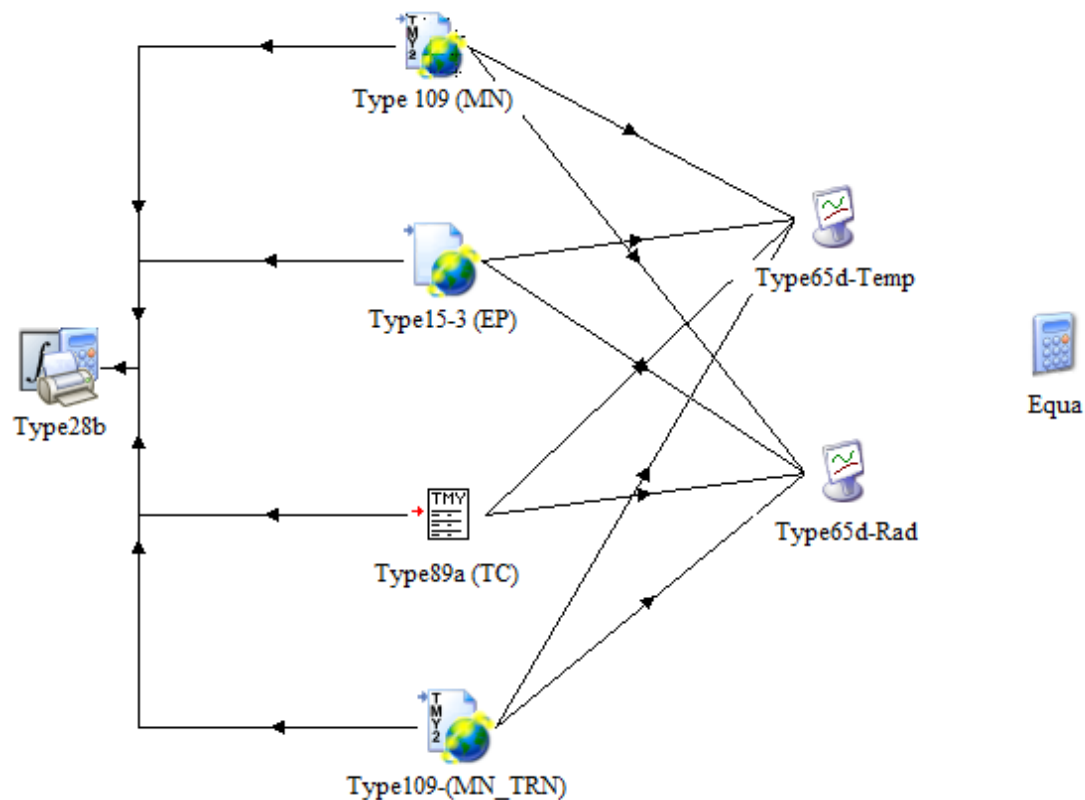
Los datos climatológicos de las capitales de provincia españolas han sido resumidos en una serie de tablas que se incluyen en el Anexo I. El objetivo de estas tablas es unificar la información útil para la elaboración del proyecto. Incluyen valores de las medias mensuales de la temperatura ambiente diaria, de la temperatura máxima diaria, de la temperatura mínima diaria y de la racha y velocidad de viento máxima en el mes/año.

Valores como las medias diarias anuales de la temperatura del agua fría, la irradiación global diaria media y la temperatura ambiente también son relevantes en el ámbito de este proyecto y han sido por tanto incluidos también en las tablas. Estos datos provienen de otra normativa relevante para este proyecto, la normativa UNE [12-14].

Los datos climáticos también pueden ser obtenidos por medio de programas informáticos como Meteonorm, Energy Plus, Trnsclima, Calener o PVGIS. Estos programas proporcionan datos como la ubicación (nombre, latitud, longitud, altitud, zona horaria) y datos climatológicos como la radiación global horizontal, presión atmosférica, temperatura del punto de rocío, humedad relativa del aire, etc.

Cada una de estas fuentes de datos representa la información con un formato distinto, por lo que es fundamental determinar qué programas generan la información en un formato compatible con el programa de simulación TRNSYS. Estos son Meteonorm (MN), Energy Plus (EP) y Trnsclima (TC).

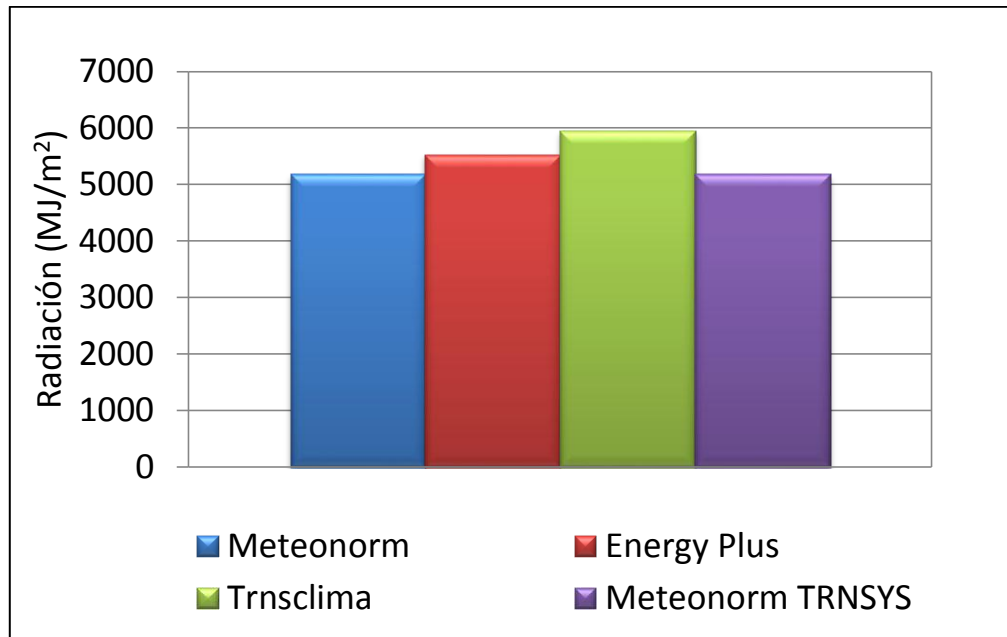
Se ha realizado una comparación entre los datos proporcionados por estos tres programas o bases de datos mediante un sencillo modelo TRNSYS (Figura 3), cuyo propósito es la lectura, y tratamiento gráfico y estadístico de los datos meteorológicos de cada una de las fuentes disponibles.



**Figura 3.** Modelo TRNSYS para la comparación de los datos climatológicos.

Este modelo simula las condiciones ambientales, obteniendo datos continuos para la temperatura ambiente, la radiación incidente, la humedad relativa y la velocidad y dirección del viento. En el modelo se añade a las fuentes citadas la propia fuente de TRNSYS basada en Meteonorm (MN\_TRN), para comparación.

Al observar los resultados obtenidos, por ejemplo para la radiación anual (Figura 4), se aprecia que existen diferencias significativas en función de la fuente de datos elegida.



**Figura 4.** Radiación solar global anual sobre superficie horizontal

Es posible que estas diferencias se deban a la extrapolación que realizan las fuentes de los datos para lugares donde no se disponen estaciones meteorológicas con datos reales.

Desafortunadamente, no se dispone de criterio suficiente para decidir qué fuente es más fiable. Puesto que uno de los objetivos del proyecto es el análisis según la localización geográfica, nos decantamos por el programa Energy Plus (EP) [19], ya que proporciona los datos climatológicos de las 52 capitales de provincia en España.

### 3. POTENCIAL DE APLICACIÓN EN DISTINTAS ZONAS CLIMÁTICAS DE ESPAÑA

Las oportunidades de aplicación de los sistemas solares térmicos de gran tamaño al sector residencial han sido analizadas para las distintas zonas climáticas de la geografía española (Anexo II).

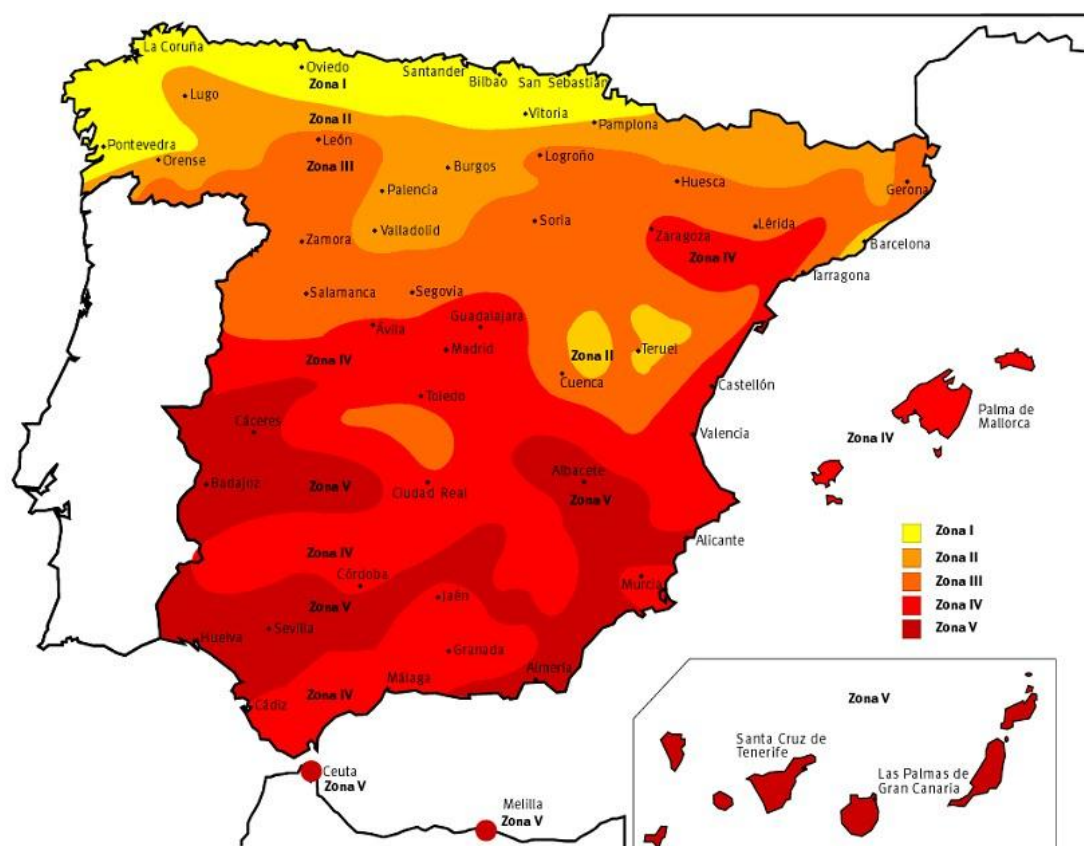
En el diseño de los sistemas solares térmicos que atenderán las demandas de servicios energéticos del sector residencial, es necesario partir de una información básica sobre la localidad de implantación, como es la demanda previsible de los diferentes servicios, y datos climatológicos relevantes, como radiación solar, temperatura ambiente y temperatura del agua suministrada por la red, entre otros.

Por ello, se ha realizado un análisis introductorio que contrasta las demandas de energía (ACS, calefacción y refrigeración) y la radiación solar en las distintas capitales de provincia.

En España, el CTE [1] impone una clasificación del territorio según zonas climáticas que afecta a los proyectos de instalaciones de servicios energéticos en edificios. En la sección HE4 se clasifican las ciudades españolas por zonas climáticas según su radiación solar global sobre superficie horizontal, como se muestra en la Tabla 2 y en la Figura 5.

**Tabla 2.** Radiación solar global

Zona climática	MJ/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$



**Figura 5.** Mapa de zonas climáticas según la radiación solar global

Además de esta clasificación, en el mismo documento normativo se incluye la clasificación según la Severidad Climática de Invierno y la Severidad Climática de Verano (Apéndice E de la Sección HE1).

En dicho apéndice se muestra cómo calcular las severidades climáticas y se definen cinco divisiones para invierno y cuatro para verano (Tablas 3 y 4).

**Tabla 3.** Severidad climática de invierno

A	$SCI < 0,30$
B	$0,30 < SCI < 0,60$
C	$0,60 < SCI < 0,95$
D	$0,95 < SCI < 1,30$
E	$1,30 < SCI$

**Tabla 4.** Severidad climática de verano

1	$SCV < 0,60$
2	$0,60 < SCV < 0,90$
3	$0,90 < SCV < 1,25$
4	$1,25 < SCV$

Combinando las 5 divisiones de invierno con las 4 de verano se obtendrían 20 zonas distintas, de las cuales se considerarán únicamente las 12 en las cuales se ubican las capitales de provincia españolas. Estas zonas se identifican combinando una letra, correspondiente a la división de invierno, y un número, correspondiente a la división de verano (Figura 6).

SCV	A4	B4	C4	D3	E1
	A3	B3	C3		
			C2	D2	
			C1	D1	
	SCI				

**Figura 6.** Zonas climáticas

La demanda energética del sector residencial atendible con energía solar térmica comprende las necesidades de calefacción, ACS y refrigeración. Como es lógico, las distintas ciudades tendrán diferentes necesidades según su localización, como consecuencia directa del clima. A partir de las severidades climáticas es posible calcular las demandas de calefacción y refrigeración de referencia para una determinada localización según se describe en el documento Escala de Certificación Energética para Edificios de Nueva Construcción [15], que incluye además una tabla resumen con los valores de referencia para los consumos en bloques de viviendas. Tal y como se describe en detalle en el Anexo II, hay que tener en cuenta además que el CTE exige una cobertura solar mínima del 30% - 70% sobre el ACS para edificios de nueva construcción.

Como resumen del trabajo se han agrupado en la Tabla 5 todos estos datos para las capitales de provincia. Las zonas climáticas correspondientes para los criterios de invierno (SCI, la severidad crece en orden alfabético), verano (SCV, la severidad crece en orden numérico) y radiación solar (RAD, la radiación crece en orden numérico). También se muestra los valores de referencia para la demanda anual de ACS (DDr, en kWh/m<sup>2</sup>), demanda anual de calefacción (HDr, en kWh/m<sup>2</sup>) y demanda anual de refrigeración (CDr, en kWh/m<sup>2</sup>).

El valor de la temperatura media anual (TMA, en °C) proviene de la Agencia Estatal de Meteorología (<http://www.aemet.es/es/elclima/datosclimatologicos/valoresclimatologicos>) mientras que los datos de la radiación solar global anual sobre superficie horizontal (GSr, en kWh/m<sup>2</sup>) han sido obtenidos del documento “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura” [16].



**Tabla 5.** Datos climáticos y demanda anual

Ciudad	SCI	SCV	RAD	TMA	GSr	DDr	HDr	CDr
Albacete	D	3	V	13,6	1632	13,1	49,1	9,7
Alicante	B	4	V	17,8	1703	12,3	13,2	16,7
Almería	A	4	V	18,7	1713	12,1	10,8	19,1
Ávila	E	1	IV	10,4	1531	13,7	69,5	0,0
Badajoz	C	4	V	16,6	1602	12,6	27,4	17,1
Barcelona	C	2	II	15,5	1369	12,8	28,3	8,0
Bilbao	C	1	I	14,3	1136	13,0	40,0	0,0
Burgos	E	1	II	10,1	1379	13,8	77,1	0,0
Cáceres	C	4	V	16,1	1683	12,7	32,1	19,0
Cádiz	A	3	IV	17,7	1673	12,3	9,0	14,6
Castellón	B	3	IV	17,0	1551	12,5	21,4	13,1
Ceuta	B	3	V	16,1	1835	12,6	18,3	5,7
Ciudad Real	D	3	IV	14,7	1612	13,0	45,0	13,2
Córdoba	B	4	IV	17,6	1693	12,4	23,5	22,4
Cuenca	D	2	III	12,6	1480	13,3	60,9	5,6
Gerona	C	2	III	14,3	1409	13,0	42,4	6,4
Granada	C	3	IV	15,1	1673	12,9	37,4	12,5
Guadalajara	D	3	IV	10,2	1531	13,1	50,4	7,8
Huelva	B	4	V	18,1	1784	12,3	12,6	18,3
Huesca	D	2	III	13,6	1480	13,1	50,6	7,9
Jaén	C	4	IV	-	1612	12,3	26,2	22,3
La Coruña	C	1	I	14,4	1166	13,0	30,0	0,0
Las Palmas	A	3	V	20,7	1784	11,8	3,5	11,1
León	E	1	III	10,9	1450	13,6	65,5	0,0
Lérida	D	3	III	14,7	1541	13,0	42,0	12,4
Logroño	D	2	II	13,5	1419	13,2	47,4	5,9
Lugo	D	1	II	11,5	1267	13,5	60,2	0,0
Madrid	D	3	IV	14,6	1561	13,0	43,2	10,8
Málaga	A	3	IV	18,0	1703	12,3	13,4	16,1
Melilla	A	3	V	18,6	1744	12,2	9,3	14,2
Murcia	B	3	IV	17,8	1805	12,5	19,8	12,5
Orense	C	2	II	14,5	1176	13,0	43,2	5,7
Oviedo	C	1	I	12,9	1105	13,3	48,3	0,0
Palencia	D	1	II	-	1450	13,5	61,2	0,0
Palma	B	3	IV	17,9	1521	12,4	14,4	15,9
Pamplona	D	1	II	12,5	1277	13,3	57,5	0,0
Pontevedra	C	1	I	14,8	1348	12,9	26,5	0,0
Salamanca	D	2	III	11,7	1501	13,5	62,3	2,7
San Sebastián	C	1	I	14,4	1105	13,2	46,9	0,0
Santander	C	1	I	14,1	1146	13,0	33,0	0,0
Santa Cruz	A	3	V	21,2	1936	11,8	3,5	15,6
Segovia	D	2	III	11,9	1541	13,5	65,7	4,2
Sevilla	B	4	V	18,6	1622	12,3	16,6	23,4
Soria	E	1	III	10,6	1470	13,7	72,1	0,0
Tarragona	B	3	III	15,8	1531	12,4	21,8	16,4
Teruel	D	2	III	11,8	1409	13,5	64,5	2,8
Toledo	C	4	IV	15,4	1602	12,8	39,0	18,9
Valencia	B	3	IV	17,8	1551	12,5	21,3	12,6
Valladolid	D	2	II	12,3	1490	13,3	60,6	4,5
Vitoria	D	1	I	11,5	1145	13,5	65,4	0,0
Zamora	D	2	III	12,7	1470	13,3	56,3	5,3
Zaragoza	D	3	IV	15,0	1582	12,9	40,6	11,4

La ubicación geográfica de los edificios residenciales determina, a través de las condiciones climáticas reinantes, la oportunidad de instalar sistemas de suministro energético accionados con energía solar térmica. La magnitud y distribución de las demandas térmicas afectaran al tamaño y tipo del sistema a instalar.

En el Anexo II se realiza un estudio detallado analizando la oportunidad de instalar grandes sistemas solares térmicos con acumulación estacional en función de la demanda a atender.

- Demanda de ACS
- Demanda de calefacción
- Demanda de refrigeración
- Demandas de ACS + calefacción
- Demandas de ACS + refrigeración
- Demandas de ACS + calefacción + refrigeración

En la Figura 7 se muestra el resultado del análisis de la oportunidad de instalar grandes sistemas solares térmicos con acumulación estacional en las capitales de provincia atendiendo a la demanda de calefacción.

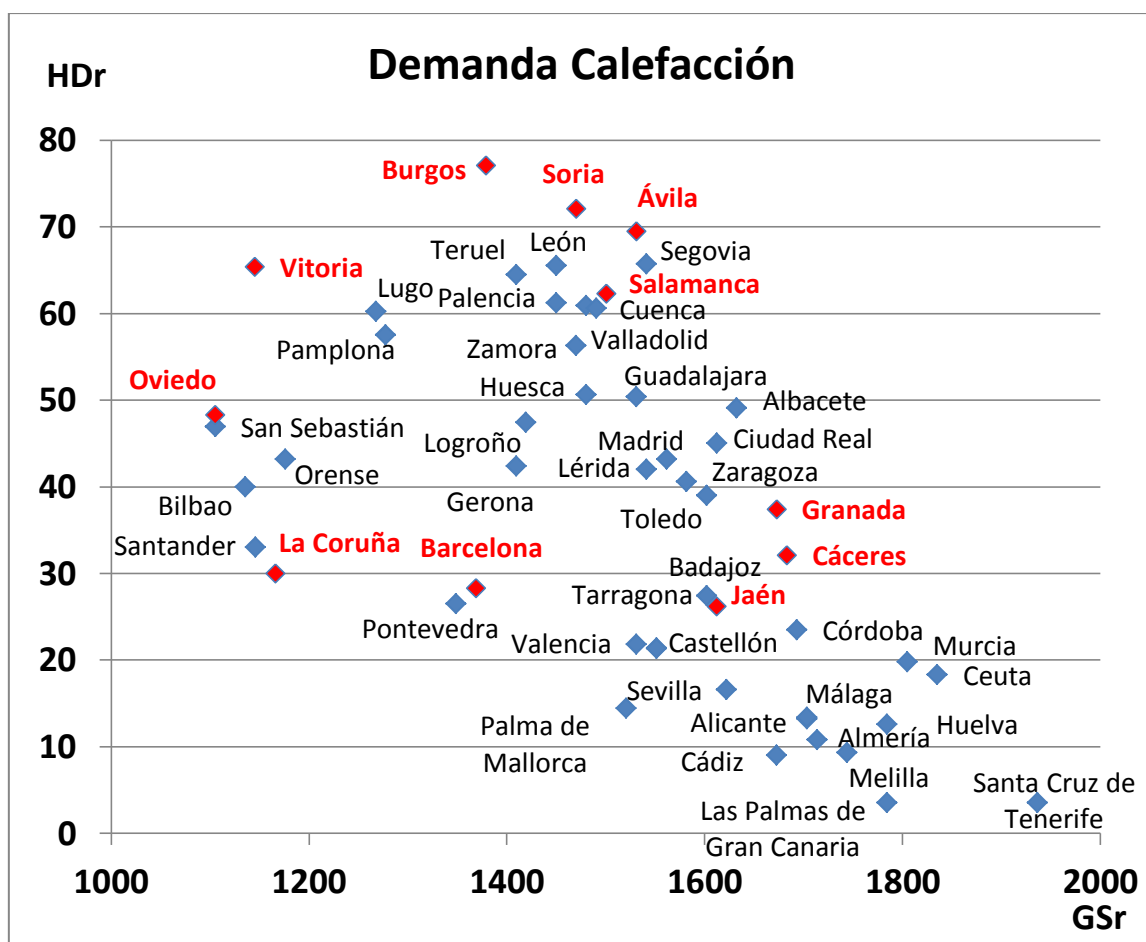


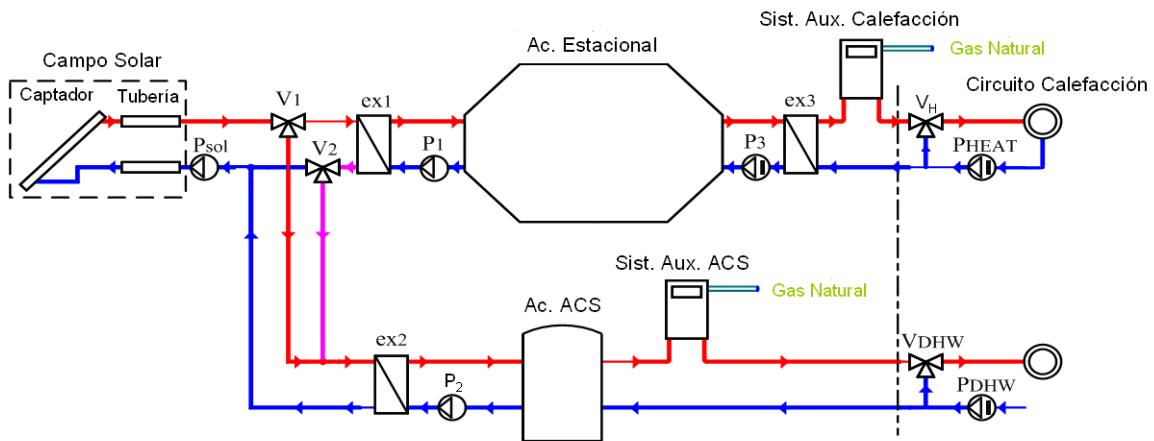
Figura 7. Demanda de calefacción (HDr). Vs. Radiación solar (GSr) para capitales españolas

En ordenadas se representa la demanda anual de calefacción (HDr) y en abscisas la radiación solar anual sobre superficie horizontal (GSr). Se puede observar el amplio rango en el que se encuentran las distintas ciudades, como consecuencia de las distintas zonas climáticas existentes en nuestro país. El análisis de la Figura 7 permite extraer varias conclusiones sobre la oportunidad de mercado que ofrecen las diferentes ciudades a los grandes sistemas solares térmicos con acumulación estacional:

- En primer lugar se observa la existencia de un grupo de ciudades donde estas instalaciones serán poco rentables, simplemente por la reducida demanda anual de calefacción ( $< 25 \text{ kWh/m}^2$ ). En este caso el bajo factor de utilización de una instalación cara dificulta el recuperar la inversión realizada con el ahorro de energía obtenido. Dentro de este grupo se encuentran ciudades con una demanda elevada de refrigeración y mucha radiación solar (Valencia, Murcia, Andalucía y Canarias) donde son más adecuados los sistemas de refrigeración solar que no requieren instalar acumulación estacional.
- Otro grupo de ciudades incluye aquellas donde la combinación de radiación solar y demanda ofrece pocas oportunidades. Por ejemplo, ciudades con una demanda de calefacción importante pero poca radiación solar. En ellas los sistemas solares tendrían que ser sobredimensionados, con el consiguiente coste. Muchas ciudades de la cornisa cantábrica se encuentran en este grupo.
- Por último, están las ciudades donde parece existir una oportunidad de mercado. Son aquellas que disponen de una radiación solar elevada y cuyo clima exige mucha demanda de calefacción.

#### 4. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA Y CASO BASE

El sistema analizado, que se muestra en la Figura 8, atiende la demanda de calefacción y ACS de un grupo de edificios. El circuito solar se separa de los circuitos de los acumuladores por medio de intercambiadores de calor, puesto que utiliza una mezcla de glicol y agua como fluido caloportador para proteger el campo solar del peligro de congelación en las noches de invierno. La energía solar captada por los colectores es transferida tanto al acumulador estacional como al acumulador de ACS, ostentado este segundo la prioridad de servicio.



**Figura 8.** Esquema de principio del sistema solar propuesto

El acumulador estacional es un tanque de agua con forma cilíndrica construido de hormigón armado. Se ha independizado del sistema de distribución por medio de un segundo intercambiador que precalienta el fluido de la tubería de retorno de los edificios. Debido a su gran tamaño, los procesos de carga y descarga del acumulador estacional son significativamente lentos, lo que facilita su función de cubrir parte de la demanda de calefacción del invierno con la energía térmica solar que se ha almacenado durante el periodo de verano.

Por otro lado, se ha optado por un acumulador independiente para la producción de ACS, mucho más pequeño que el acumulador estacional, para conseguir en pocas horas de calentamiento solar la temperatura requerida para el servicio diario de ACS. Este criterio de diseño, junto con la prioridad de carga respecto al servicio de calefacción, permite conseguir elevadas fracciones solares para el ACS.

El sistema se completa con dos calderas de gas que apoyarán y garantizarán el suministro de las demandas térmicas cuando la temperatura de los acumuladores no sea suficiente, varias bombas de circulación y otros equipos auxiliares.

Para el caso base se considera un sistema capaz de abastecer a 500 viviendas en el sector residencial de Zaragoza. La demanda de calefacción y ACS se ha definido considerando 12 días representativos (uno por cada mes del año), dividido cada uno de ellos en 24 periodos de 1 hora [17]. La demanda anual de calor es  $GD = 2.905$  MWh/año, siendo la demanda de ACS de  $507,5$  MWh/año (DD) y la demanda de calefacción de  $2.397,5$  MWh/año (HD).

El ACS es producida y suministrada a la red de distribución a  $60^{\circ}\text{C}$  por motivos sanitarios. El sistema de calefacción produce agua caliente a  $50^{\circ}\text{C}$  para una red de calefacción de baja temperatura. Este tipo de redes maximizan la eficiencia de los sistemas solares térmicos, pero determinan los equipos terminales a implantar en las viviendas que deben operar a baja temperatura. Este es el caso de los sistemas de calefacción por suelo radiante.

En el proceso de diseño se han dimensionado los principales elementos del sistema: captadores solares, acumuladores, calderas auxiliares, intercambiadores de calor y bombas. Para el dimensionado se ha utilizado información proveniente de catálogos comerciales (calderas, intercambiadores de calor y bombas) [24-25] y publicaciones científico-técnicas (campo solar y acumulador estacional) [26-27].

Dadas las características de los servicios energéticos que debe atender el sistema, se han elegido captadores planos para absorber la radiación solar. Los captadores que presentan superficies de gran tamaño, superiores a  $10\text{ m}^2$ , disminuyen el tiempo y coste de instalación. Estos captadores pueden colocarse en las cubiertas de los edificios a los que abastecen y/o sobre el terreno (Figuras 2 y 9). La superficie de captación propuesta para el caso base es  $A = 2.760\text{ m}^2$ , instalada sobre el terreno, lo que supone un ratio con respecto a la demanda anual de calor de  $A/GD = 0,95\text{ m}^2/(\text{MWh/año})$ .



**Figura 9.** Ejemplo de instalación solar sobre terreno en Dinamarca [8]

El dimensionado del acumulador de ACS se ha calculado a partir de la demanda diaria media. El volumen seleccionado fue de  $47 \text{ m}^3$ , suficiente para atender la demanda de dos días.

El volumen del acumulador estacional (V) se ha calculado con la restricción de que la temperatura del agua en sus capas superiores se aproxime a los  $100^\circ\text{C}$  justo antes del comienzo de la temporada de calefacción. Para el caso base se estimó en  $15.180 \text{ m}^3$  ( $V/A = 5,5 \text{ m}^3/\text{m}^2$ ). Debido a sus grandes dimensiones el acumulador debe construirse in situ (Figura 10).



**Figura 10.** Ejemplo de construcción de un acumulador estacional en Munich [12]

Las calderas auxiliares con una potencia térmica de 208 kW para la producción de ACS y de 1.800 kW para calefacción pueden atender por si solas el 100% de las demandas respectivas de calor.

La superficie de los intercambiadores de calor se ha establecido para garantizar una efectividad del 95% incluso en las condiciones más exigentes de operación.

Por último, el dimensionado de las bombas se ha obtenido considerando el caudal máximo circulante y las pérdidas de carga en los diferentes elementos del circuito hidráulico.

## 5. MODELO TRNSYS Y RESULTADOS PARA EL CASO BASE

El programa TRNSYS [10] es una herramienta informática que proporciona un entorno completo para la simulación dinámica de sistemas energéticos. En la Figura 11 y en la Tabla 6 se muestran los diferentes componentes (types) del programa que se han usado para representar a los equipos del sistema solar de la Figura 8, así como los valores de los parámetros de diseño más relevantes correspondientes al caso base.

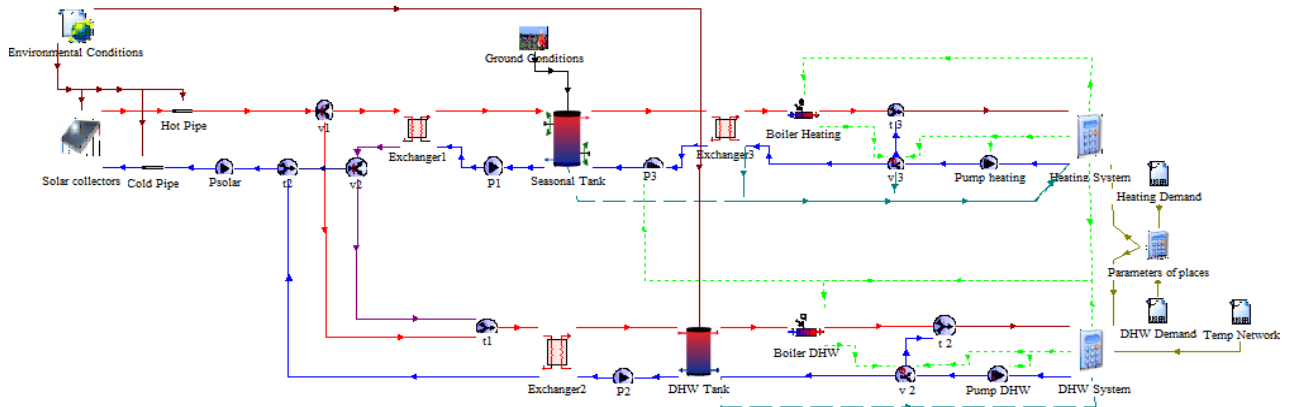


Figura 11. Modelo TRNSYS

Tabla 6. Parámetros de diseño correspondientes al caso base (Zaragoza, 500 viviendas)

Componente		Type	Parámetro	Valor	Componente	Type	Parámetro	Valor
Campo solar (sf)	Captador	1a	Área de captación	13,575 m <sup>2</sup>	Caldera calefacción (BH)	6	Potencia nominal	1800 kW
			Nº de captadores	204	Rendimiento	0,93		
			Inclinación	50º	Tª Servicio	50ºC		
	Tuberías	709	Azimut	0º	Caldera ACS (BD)	6	Potencia nominal	208 kW
			a <sub>0</sub>	0,738	Rendimiento	0,96		
			a <sub>1</sub>	1,63 W/(m <sup>2</sup> ·K)	Tª Servicio	60ºC		
		a <sub>2</sub>	0,0299 W/(m <sup>2</sup> ·K <sup>2</sup> )	Intercambiador calor 1 (ex1)	5b	Área UA	285 m <sup>2</sup> 3942 W/(m <sup>2</sup> ·K)	
		Caudal específico	20 kg/(h·m <sup>2</sup> )					
			Longitud total	1000 m	Intercambiador calor 2 (ex2)	5b	Área UA	285 m <sup>2</sup> 3942 W/(m <sup>2</sup> ·K)
			Diámetro	0,1 m				
			Espesor Aisl.	0,06 m	Intercambiador calor 3 (ex3)	5b	Área UA	580 m <sup>2</sup> 3931 W/(m <sup>2</sup> ·K)
			Conduct. Aisl.	0,144 kJ/(h·m·K)				
Acumulador Estacional (a1)	4c	Volumen	15180 m <sup>3</sup>	Bomba Solar (PSOL)	3b	Caudal nominal	54 m <sup>3</sup> /h	
			Coef. Perd.	0,45 kJ/(h·m <sup>2</sup> ·K)	Potencia eléct. nominal	15 kW		
		Altura/Diámetro	0,6	Bomba 1 (P1)	3b	Caudal nominal	51 m <sup>3</sup> /h	
			Número de nodos	12	Potencia eléct. nominal	1,4 kW		
Acumulador ACS (a2)	4a	Volumen	47 m <sup>3</sup>	Bomba 2 (P2)	3b	Caudal nominal	51 m <sup>3</sup> /h	
			Coef. Perd.	1,6 kJ/(h·m <sup>2</sup> ·K)	Potencia eléct. nominal	1,4 kW		
		Altura/Diámetro	1,5	Bomba 3 (PHEAT)	110	Caudal nominal	104 m <sup>3</sup> /h	
			Número de nodos	6	Potencia eléct. nominal	3,7 kW		

Las demandas horarias tanto para el ACS como para la calefacción se registran en un fichero de texto para ser incluidas en el modelo. Estos valores de demanda fueron obtenidos gracias a la monitorización y simulación de varios edificios residenciales del barrio Parque Goya situado en la ciudad de Zaragoza [18].

Los datos de radiación solar y temperatura ambiente para la ciudad de Zaragoza (Altura: 247 m; Latitud: 41,39 N; Longitud: 1,00 W) fueron obtenidos de la base de datos climáticos del programa de simulación térmica de edificios EnergyPlus [19].

La temperatura del agua de red para Zaragoza se determinó según la norma UNE 94002 [12].

### 5.1. Análisis energético y comportamiento dinámico de la instalación

El balance de energía del sistema completo para un año de operación se muestra en la Figura 12. El rendimiento medio anual del campo solar es del 48%. Debido al menor tiempo de residencia del agua caliente en el acumulador de ACS, su eficiencia (98%) es significativamente mayor que la del acumulador estacional (91%).

En la Tabla 7 se observa el comportamiento mensual para un año típico de funcionamiento del sistema diseñado. La mayor intensidad de radiación solar ocurre en Agosto. Sin embargo, desde Marzo hasta Julio el campo solar suministra una cantidad mayor de energía térmica a los acumuladores. Esto se debe a la reducción que experimenta el rendimiento de los captadores solares por causa del aumento de la temperatura del fluido de trabajo, consecuencia de la mayor carga térmica del acumulador estacional.

La cobertura solar de la demanda de ACS ( $SF_{DD}$ ) supera el 67% durante todo el año, presentando valores superiores al 90% durante el periodo de Abril a Octubre. La fracción solar anual ronda el 82%.

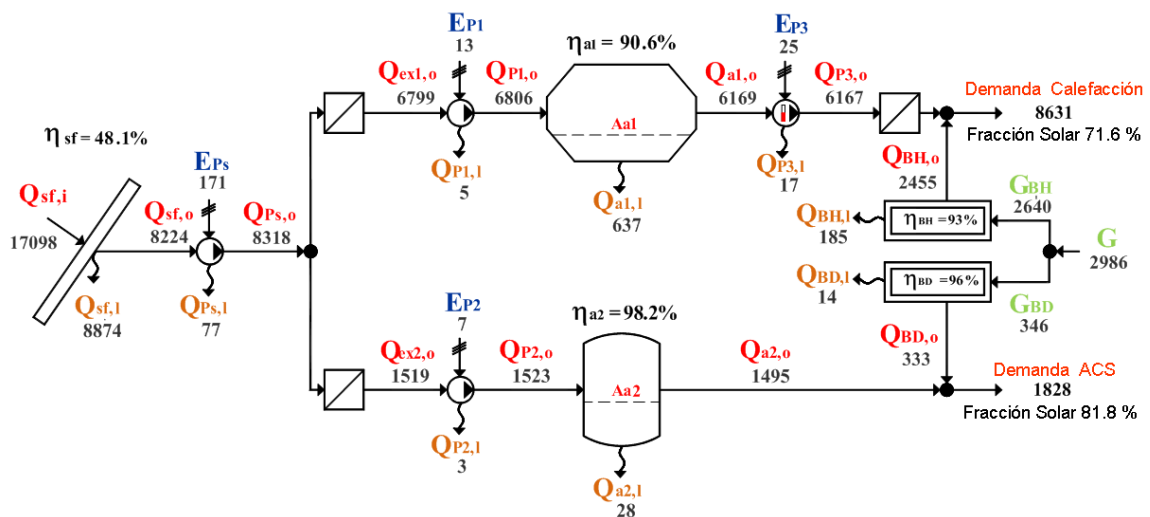


Figura 12. Balance energético anual para el caso base (flujos en GJ/año)

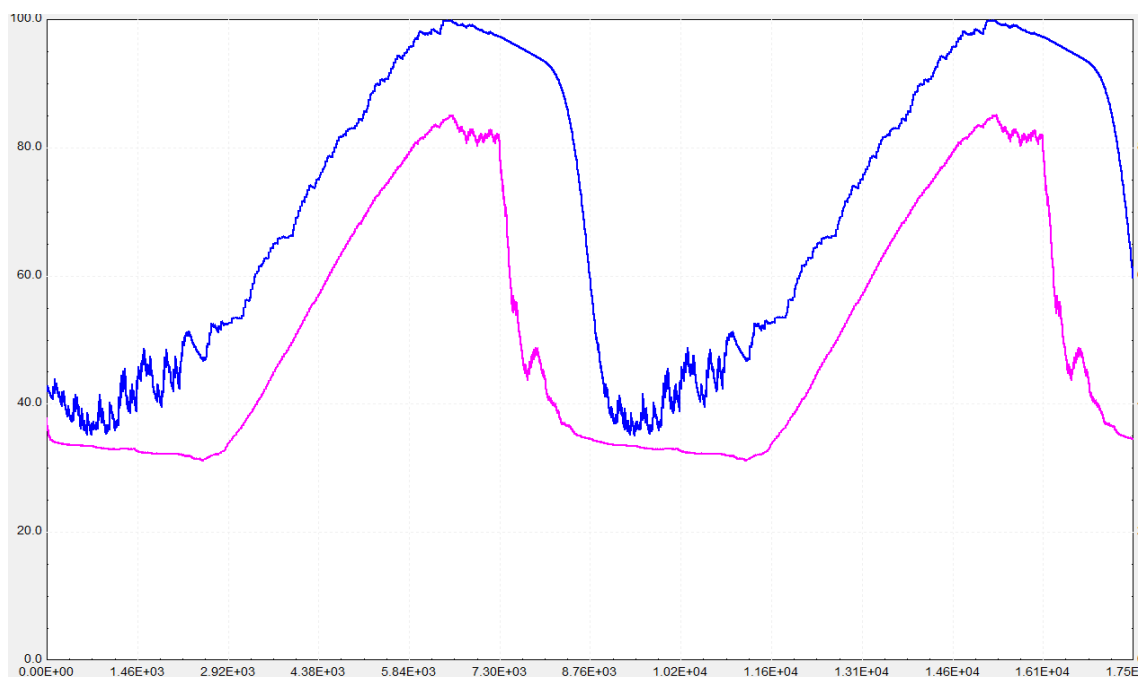


**Tabla 7.** Valores de la operación mensual para el caso base (Zaragoza, 500 viviendas)

	$Q_{sf,i}$ (GJ)	$\eta_{sf}$ (%)	$\eta_{a1}$ (%)	$Q_{Aa1}$ (GJ)	HD (GJ)	$SF_{HD}$ (%)	$\eta_{a2}$ (%)	DD (GJ)	$SF_{DD}$ (%)	G (GJ)	EP (GJ)
Enero	974	52,6	92,8	0	2081	45,8	98,5	227	69,0	1287	18
Febrero	1166	55,5	95,7	2	1452	33,0	98,5	198	74,5	1098	18
Marzo	1529	57,6	96,4	47	997	65,9	98,5	203	79,5	409	21
Abril	1489	56,7	95,9	397	333	95,7	98,3	167	92,5	28	21
Mayo	1618	56,4	95,1	1145	0	-	98,1	145	93,5	10	20
Junio	1623	53,4	93,4	1860	0	-	98,1	120	90,2	12	20
Julio	1828	48,3	91,9	2616	0	-	97,0	73	97,2	2	19
Agosto	1872	41,3	89,4	3278	0	-	95,0	41	97,1	1	18
Septiembre	1600	32,0	80,0	3617	0	-	97,7	102	94,4	6	14
Octubre	1430	31,8	72,0	3660	187	100,0	98,3	149	94,1	9	15
Noviembre	1055	44,9	78,0	2725	1200	100,0	98,2	187	74,3	50	16
Diciembre	914	50,6	83,5	385	2380	100,0	98,4	215	67,1	74	15
<b>Año</b>	<b>17098</b>	<b>48,1</b>	<b>90,6</b>	<b>385</b>	<b>8631</b>	<b>71,6</b>	<b>98,2</b>	<b>1828</b>	<b>81,8</b>	<b>2986</b>	<b>215</b>

La cobertura solar de la demanda de calefacción ( $SF_{HD}$ ) es muy elevada los primeros meses de la temporada de calefacción, cuando se aprovecha la energía solar captada durante el período de verano. A principios de Enero el acumulador estacional se ha descargado totalmente (Figura 13).

Desde Enero hasta Marzo la demanda en calefacción sigue siendo elevada por lo que será suministrada en su mayor parte por la caldera auxiliar. En el mes de Abril, cuando la demanda de calor se reduce y la oferta solar la supera, el acumulador estacional comienza de nuevo a cargarse, alcanzado su máximo nivel en Octubre. Anualmente, la fracción solar de calefacción alcanza un valor del 72%.



**Figura 13.** Temperaturas en cabeza y fondo del acumulador estacional a lo largo de dos años

Combinando las demandas de ACS y calefacción, la fracción solar anual del sistema es del 73%.

## 5.2. Análisis económico

El consumo de energía auxiliar tiene dos componentes. Por un lado, el gas natural consumido por las calderas auxiliares (2.986 GJ/año) para suministrar las demandas de ACS y calefacción no cubiertas con energía solar. Y por otro lado, la electricidad consumida por las bombas hidráulicas (215 GJ/año). En la Tabla 8 se muestra el consumo mensual detallado. El coste anual del consumo de gas asciende a 36.140 €, considerando un precio unitario de 0,044 €/kWh. En el caso del consumo eléctrico, el coste anual alcanza los 9.210 €, considerando un precio de 0,154 €/kWh. El coste total energético de la operación del sistema a lo largo de un año se cifra en 45.350 €. Los precios de la energía en España para el año 2009 se han obtenido de EuroStat [20].

La inversión total requerida, sin considerar ninguna ayuda de organismos públicos o subvenciones, se ha estimado en  $3,461 \cdot 10^6$  € [5,21,22]. Esta estimación incluye los costes de adquisición de los equipos del sistema, así como los costes de instalación y un 15% adicional para imprevistos y honorarios profesionales. En la Tabla 8 se muestran en detalle los costes considerados. Asumiendo que la vida útil de la instalación es de 25 años, una tasa de interés del 6% y una estimación del 1,5% de la inversión para el mantenimiento y costes de operación anuales, los costes no energéticos de la operación anual se calculan en 283.260 €.

**Tabla 8.** Inversión de los equipos

Componentes	Capacidad	Coste (€)	FBM*	CBM <sup>&amp;</sup>
Campo solar sf	2760 m <sup>2</sup>	673600	1,0	673,6
Acumulador estacional a1	15810 m <sup>3</sup>	1737200	1,0	1737,2
Acumulador ACS a2	47,3 m <sup>3</sup>	34050	2,1	71,5
Caldera de calefacción BH	1800 kW	27320	1,5	41,0
Caldera de ACS BD	208 kW	6160	1,5	9,2
Intercambiador de calor ex1	282 m <sup>2</sup>	70660	1,7	120,1
Intercambiador de calor ex2	282 m <sup>2</sup>	70660	1,7	120,1
Intercambiador de calor ex3	580 m <sup>2</sup>	116100	1,7	197,4
Bomba Psol	15,00 kW	5680	2,8	15,9
Bomba P1	1,42 kW	2490	2,8	7,0
Bomba P2	1,42 kW	2490	2,8	7,0
Bomba P3	3,70 kW	3480	2,8	9,7
Total CBM				3009,6
Imprev. y honorarios 15%				451,4
Capital total				3461,0

\*FBM: factor de modulo simple propio de cada equipo

<sup>&</sup>CBM: coste de modulo simple de cada equipo (10<sup>3</sup> €)

La suma de los costes de energía y capital es igual a 328.610 €/año. Siendo la demanda anual de calor de 2.905 MWh/año, el coste unitario del calor suministrado se calcula en 0,113 €/kWh. Realizando un análisis detallado [5,21,22] del coste del calor según su fuente se obtiene un coste unitario de 0,135 €/kWh para el calor solar suministrado por los acumuladores y de 0,053 €/kWh para el calor “no solar” suministrado por las calderas.

## 6. ANÁLISIS GEOGRÁFICO

El modelo TRNSYS está diseñado para soportar modificaciones en los parámetros originales de diseño, como un cambio en la localización geográfica de la planta o un cambio en el número de viviendas, de tal manera que dimensiona los equipos de manera proporcional y realiza una correlación de los costes en función del tamaño de los nuevos equipos.

Manteniendo constante el número de viviendas (500), se ha analizado qué cambios hay que introducir en el diseño en función de la ubicación geográfica de la planta.

En concreto, al modificar la localización geográfica de la planta varían parámetros tan importantes como la radiación solar, la temperatura ambiente y la temperatura del agua de la red suministrada al sistema. Como consecuencia, las ofertas y demandas energéticas de cada ciudad también son diferentes.

Para calcular la demanda de la nueva localidad, se parte de la demanda real de caso base, Zaragoza 500 viviendas calculada en [18], por lo que la demanda de referencia será la de esta ciudad.

Se calcula en primer lugar el índice de consumo ( $Ind\_ConACS$ ) tomando los valores de las demandas de referencia para la nueva ciudad (consumo ACS localidad\_m2) y para Zaragoza (consumo ACS referencia\_m2)) ambos proporcionados por la Tabla 5. Por ejemplo, para el cálculo de la demanda de ACS

$$Ind\_ConACS = \frac{\text{consumo ACS localidad\_m2}}{\text{consumo ACS referencia\_m2}}$$

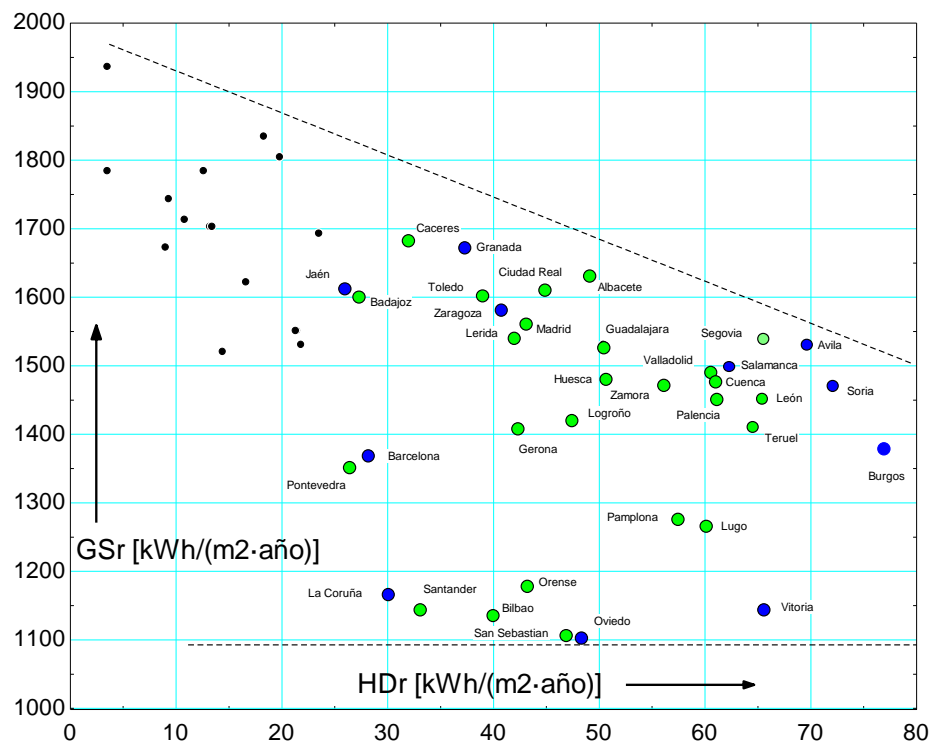
Partiendo de la demanda real del caso base, se multiplica por el índice de consumo para obtener la demanda real de la nueva localización

$$demandaACS = demACSreferencia * Ind\_ConACS$$

De esta manera es posible extrapolar los datos del caso base en Zaragoza a los de otro caso en una localidad diferente.

El modelo TRNSYS calcula de la misma manera las demandas de cada hora. Para la demanda de calefacción se utiliza este mismo procedimiento.

El análisis del potencial de aplicación de los sistemas solares térmicos de gran tamaño descrito en el apartado 3 ha permitido diferenciar decidir en qué ciudades de la geografía española existe una oportunidad de mercado para los sistemas con acumulación estacional (Figura 14). De entre todas ellas se han seleccionado ciudades que definen los límites de oportunidad para instalar estos sistemas, todas ellas con demandas anuales de calefacción elevadas ( $> 25 \text{ kWh/m}^2$ ) (señaladas en azul en la Figura 14). Se puede observar que, aunque existe una cierta correlación negativa de la demanda de calefacción con la disponibilidad de radiación solar, otras condiciones climáticas (altitud, viento, proximidad al mar, etc.) también tienen efectos apreciables, y así por ejemplo la demanda de calefacción en Burgos casi triplica la de Barcelona, aun cuando ambas ciudades disponen de la misma radiación solar anual.



**Figura 14.** Demanda de calefacción (HDr) y Radiación solar (GSr) para capitales españolas

En el diseño del sistema se ha mantenido constante la relación entre la superficie de captación y la demanda anual ( $A/GD = 0,95$ ) para todas las ciudades, pero se ha determinado la relación  $V/A$  apropiada para que el acumulador estacional alcance su capacidad máxima de carga al inicio del período de calefacción. Los resultados se muestran en la Tabla 9.

Se observa que el ratio  $V/A$  cambia dependiendo de la localización, lo que indica que el volumen del acumulador será diferente en cada ciudad.

En todas las ciudades se consigue una cobertura solar del ACS muy elevada ( $> 70\%$ ) pero la cobertura solar de la calefacción varía significativamente, desde el 42% en

Oviedo (demanda media de calefacción y baja radiación solar) hasta el 91% en Jaén (demanda baja de calefacción y radiación solar alta).

**Tabla 9.** Comparativa de datos técnicos y económicos para diferentes ciudades españolas

Ciudad	GSr	V/A (m)	HDr	SF <sub>HD</sub> (%)	DDr	SF <sub>DD</sub> (%)	Coste del calor "no solar" (€/kWh)	Coste del calor solar (€/kWh)	Coste total (€/kWh)
Oviedo	1105	2,6	48,3	41,9	13,3	77,8	0,0479	0,1598	0,1011
Vitoria	1146	4,0	65,4	49,4	13,5	81,9	0,0502	0,1482	0,1025
La Coruña	1166	3,8	30,0	52,6	13,0	72,2	0,0512	0,1660	0,1166
Barcelona	1369	4,8	28,3	74,1	12,8	79,9	0,0546	0,1372	0,1168
Burgos	1379	5,0	77,1	56,7	13,8	82,6	0,0505	0,1360	0,1014
Soria	1470	5,5	72,1	62,1	13,7	87,2	0,0512	0,1308	0,1029
Salamanca	1501	6,2	62,3	73,7	13,5	88,6	0,0533	0,1215	0,1049
Ávila	1531	5,9	69,5	71,8	13,7	88,7	0,0527	0,1196	0,1020
Zaragoza	<b>1582</b>	<b>5,5</b>	<b>40,6</b>	<b>71,6</b>	<b>12,9</b>	<b>81,8</b>	<b>0,0534</b>	<b>0,1348</b>	<b>0,1131</b>
Jaén	1612	6,7	26,2	90,9	12,3	82,4	0,0644	0,1331	0,1255
Granada	1673	6,8	37,4	87,3	12,9	87,4	0,0611	0,1243	0,1163

El coste unitario del calor total varía poco, por dos efectos que tienden a compensarse: al aumentar la radiación solar de la localidad el coste unitario del calor solar disminuye (mayor productividad de los colectores) y el del calor "no solar" aumenta (menor tamaño y menor factor de utilización de la caldera auxiliar de calefacción).

Si se extiende el análisis geográfico y la comparación a plantas situadas en Alemania (Tabla 10) [23], se observa que todos los sistemas presentan una topología similar, disponen de un acumulador estacional del mismo tipo y utilizan captadores solares planos. Sin embargo, como en España se disfrutan mayores niveles de radiación solar que en Alemania, la superficie de colectores necesaria para alcanzar valores similares de fracción solar resulta significativamente menor (menor ratio A/GD). La mayor radiación solar y una temporada más corta de calefacción permiten acumular más calor en España que en Alemania, y por tanto los acumuladores son más voluminosos (mayor ratio V/A).

**Tabla 10.** Comparación de valores de la operación mensual del caso base (Zaragoza, 500 viviendas) y plantas situadas en Alemania.

Localización	Demanda Total GD (MWh/año)	Área de captación A (m <sup>2</sup> )	Acumulador estacional V (m <sup>3</sup> )	Fracción solar (%)	Ratio A/GD	Ratio V/A	Coste del calor solar (€/kWh)
Friedrichshafen	4106	5600	12000	47	1,36	2,14	0,159
Hamburg	1610	3000	4500	49	1,86	1,50	0,257
Munich	2300	2900	5700	47	1,26	1,97	0,240
Hanover	694	1350	2750	39	1,95	2,04	0,414
Zaragoza	<b>2905</b>	<b>2760</b>	<b>15180</b>	<b>73</b>	<b>0,95</b>	<b>5,50</b>	<b>0,135</b>

Por tanto, los sistemas solares térmicos con acumulación estacional requieren menores superficies de captación pero mayores volúmenes de acumulación en España que en Alemania. En el balance anual, en España permiten una mayor cobertura de la demanda de calor con un coste unitario del calor solar considerablemente menor.

## 7. ECONOMÍAS DE ESCALA Y PARÁMETROS DE DISEÑO

### 7.1. Economías de escala (número de viviendas)

La planta debe también ser redimensionada si se pretende abastecer un número diferente de viviendas. En particular, se han analizado cinco casos:

- Caso 1: 100 viviendas
- Caso 2: 250 viviendas
- Caso 3: 500 viviendas
- Caso 4: 750 viviendas
- Caso 5: 1.000 viviendas

El rango de tamaños de los sistemas resultantes cubre razonablemente las instalaciones que actualmente operan en Europa.

Al mantener la ciudad de origen del caso base (Zaragoza), sólo varía la demanda energética, que será directamente proporcional al número de viviendas.

Para calcular la nueva demanda se parte del caso base y se calcula el índice del número de viviendas

$$Ind_{NV} = \frac{\text{número de viviendas reales}}{\text{número de viviendas de referencia}}$$

donde el “número de viviendas de referencia” son las 500 viviendas del caso base y el “número de viviendas reales” son las que se someten a estudio.

Este índice lo multiplicamos a la demanda de referencia del caso base (Zaragoza, 500 viviendas) y obtenemos la nueva demanda. Por ejemplo, para el caso de la demanda de ACS:

$$demanda_{ACS} = dem_{ACS\text{referencia}} * Ind_{NV}$$

De esta manera es posible extrapolar los datos del caso base a los de otro caso con un número diferente de viviendas. El mismo procedimiento se realiza para la demanda de calefacción.

En la Tabla 11 se muestran los resultados obtenidos.

**Tabla 11.** Comparación de sistemas en función del tamaño (Zaragoza; A/GD = 0,95; V/A = 5,5)

Número de viviendas	$\eta_{sf}$ (%)	$\eta_{a1}$ (%)	$\eta_{a2}$ (%)	$SF_{HD}$ (%)	$SF_{DD}$ (%)	SF (%)	Coste del calor “no solar” (€/kWh)	Coste del calor solar (€/kWh)	Coste total (€/kWh)
<b>100</b>	49,0	84,9	96,9	68,6	80,6	70,7	0,0568	0,2319	0,1806
<b>250</b>	48,6	88,5	97,7	70,9	80,9	72,6	0,0548	0,1685	0,1374
<b>500</b>	<b>48,1</b>	<b>90,6</b>	<b>98,2</b>	<b>71,6</b>	<b>81,8</b>	<b>73,3</b>	<b>0,0534</b>	<b>0,1348</b>	<b>0,1131</b>
<b>750</b>	47,7	91,7	98,4	71,6	82,4	73,5	0,0527	0,1191	0,1015
<b>1000</b>	47,3	92,4	98,6	71,3	83,1	73,3	0,0521	0,1097	0,0943

Estos resultados permiten extraer varias conclusiones:

- La fracción solar (SF) aumenta con el tamaño del sistema hasta que se alcanza un marco de actuación de 500 viviendas. A partir de este valor permanece prácticamente constante.
- Los rendimientos de los acumuladores estacional y de ACS ( $\eta_{a1}$  y  $\eta_{a2}$ ) aumentan al aumentar el número de viviendas, aunque cuanto mayor es el número de viviendas menor es este incremento. Sin embargo, el rendimiento del campo solar ( $\eta_{SF}$ ) disminuye, debido a que cuanto mayor es el área de colectores menor es el rendimiento en % de los colectores.
- Cuanto mayor es la planta, menor es el coste unitario del calor solar. Esto se debe a dos aspectos relacionados con el tamaño:
  - a) Las economías de escala en el coste de los equipos que componen la instalación.
  - b) La eficiencia del acumulador estacional aumenta con su tamaño (al disminuir el ratio superficie externa/volumen acumulado se aminoran las pérdidas relativas de calor).

## 7.2. Influencia del ratio A/GD (tamaño del campo solar)

El ratio A/GD establece la relación entre el área de colectores solares y la demanda anual de energía térmica.

$$\frac{A}{GD} = \frac{\text{area del campo solar}}{\text{demanda energética anual}} \left[ \frac{m^2}{MWh/año} \right]$$

El valor de este ratio en las plantas en funcionamiento instaladas en el norte de Europa oscila entre 1,4 y 2,4 m<sup>2</sup>/(MWh/año). Sin embargo, en España los valores de radiación solar y temperatura media ambiente son mayores que en el norte de Europa, lo que permite disminuir el valor de este ratio y obtener mayores fracciones solares con menor área del campo solar.

$$\frac{A}{GD} = 0,95 \frac{m^2}{MWh/año}$$

Se ha analizado la variación en parámetros de la instalación como la cobertura solar, los rendimientos más significativos y los costes económicos, al modificar el valor de dicho ratio dentro de un rango de A/GD = 0,4 - 1,1. Al considerar una demanda térmica constante, modificar el valor del ratio A/GD es equivalente a modificar el área del campo solar. En estos cálculos se supone constante el ratio V/A = 5,5 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>.

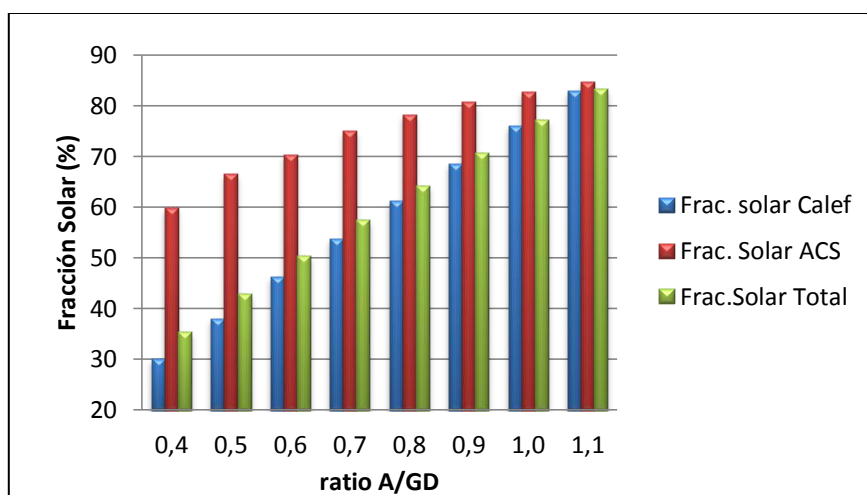
La Tabla 12 y la Figura 15 recogen los resultados obtenidos tras la simulación de la planta.

**Tabla 12.** Comparación de sistemas solares en función de A/GD (Zaragoza; 500 viv.; V/A =5,5)

A/GD	$\eta_{sf}$ (%)	$\eta_{a1}$ (%)	$\eta_{a2}$ (%)	$SF_{HD}$ (%)	$SF_{DD}$ (%)	SF (%)	Coste del calor "no solar" (€/kWh)	Coste del calor solar (€/kWh)	Coste total (€/kWh)
<b>0,40</b>	54,93	89,87	97,92	30,14	59,80	35,32	0,0495	0,1668	0,0910
<b>0,50</b>	53,42	90,24	98,01	37,98	66,55	42,97	0,0499	0,1559	0,0955
<b>0,60</b>	52,20	90,49	98,06	46,16	70,32	50,39	0,0503	0,1481	0,0996
<b>0,70</b>	51,05	90,61	98,10	53,76	75,07	57,48	0,0509	0,1425	0,1035
<b>0,80</b>	49,95	90,67	98,13	61,24	78,20	64,20	0,0517	0,1384	0,1074
<b>0,90</b>	48,92	90,71	98,14	68,62	80,74	70,74	0,0528	0,1351	0,1110
<b>0,95</b>	<b>48,57</b>	<b>90,75</b>	<b>98,15</b>	<b>72,64</b>	<b>81,26</b>	<b>74,15</b>	<b>0,0536</b>	<b>0,1333</b>	<b>0,1127</b>
<b>1,00</b>	48,08	90,74	98,17	76,07	82,77	77,24	0,0546	0,1322	0,1145
<b>1,10</b>	47,19	90,72	98,20	82,98	84,63	83,27	0,0574	0,1302	0,1180

Estos resultados muestran como la fracción solar aumenta con la superficie de captación. Parece lógico pensar que el sistema es capaz de abarcar una mayor cobertura de la demanda energética conforme aumenta el área de colectores.

Sin embargo, la fracción solar aumenta en menor proporción que lo hace el área. Esto se debe a que cuanto mayor es el área de colectores para una misma demanda energética, menor es el rendimiento del campo solar.



**Figura 15.** Fracción solar

Como se puede observar en la Tabla 12 y en la Figura 16, el coste total aumenta con el tamaño del campo solar. Este depende tanto del coste del calor solar (calor suministrado por los acumuladores) como del coste del calor "no solar" (calor suministrado por las calderas), para los que se observan tendencias contrapuestas.

El coste del calor solar disminuye conforme aumenta el área de captación debido a que las economías de escala en los costes de inversión con el tamaño del campo solar superan a las deseconomías por pérdida de rendimiento. El coste del calor "no solar" aumenta debido al menor factor de utilización de la caldera auxiliar de calefacción.



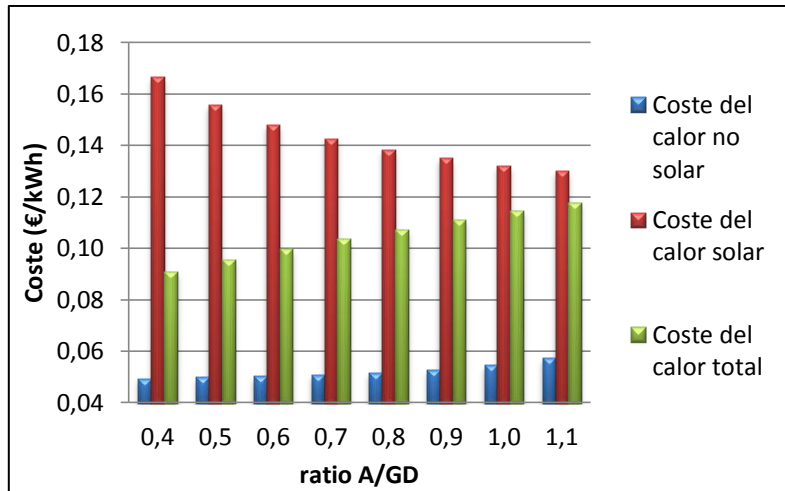


Figura 16. Coste unitario del calor

### 7.3. Influencia del ratio V/A (volumen del acumulador estacional)

Este ratio establece la relación entre el volumen del acumulador estacional y el área del campo solar.

$$\frac{V}{A} = \frac{\text{volumen del acumulador estacional} \left[ \frac{m^3}{m^2} \right]}{\text{area del campo solar}}$$

En este trabajo se considerará un valor de este ratio superior a las plantas del norte de Europa, que oscilan entre 1,4 y 2,1 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>, utilizando un valor de

$$\frac{V}{A} = 5,5 \frac{m^3}{m^2}$$

Esto se debe a la distinta localización geográfica. De nuevo comparando con las plantas del norte de Europa, al disponerse de mayor radiación solar en España, la instalación captará mayor radiación por m<sup>2</sup>. Además, los periodos de calefacción son más cortos en España que en el norte de Europa, por lo que se puede acumular mayor energía. Por todo ello se necesitarán acumuladores mayores.

Al considerar la demanda térmica constante y el ratio A/GD también constante (con un valor de 0,95), el modificar el valor del ratio V/A equivale a modificar el volumen del acumulador estacional. La Tabla 13 recoge cómo varían ciertos parámetros de la instalación al variar el ratio V/A.

Tabla 13. Comparación de sistemas solares en función de V/A (Zaragoza; 500 viv.; A/GD =0,95)

V/A	η <sub>sf</sub> (%)	η <sub>a1</sub> (%)	η <sub>a2</sub> (%)	SF <sub>HD</sub> (%)	SF <sub>DD</sub> (%)	SF (%)	Coste del calor "no solar" (€/kWh)	Coste del calor solar (€/kWh)	Coste total (€/kWh)
4,0	43,22	90,94	98,17	63,03	81,32	66,23	0,0520	0,1350	0,1070
4,5	45,14	90,86	98,17	66,45	81,24	69,03	0,0525	0,1343	0,1089
5,0	47,00	90,80	98,16	69,82	81,24	71,82	0,0531	0,1334	0,1108
5,5	<b>48,57</b>	<b>90,75</b>	<b>98,15</b>	<b>72,64</b>	<b>81,26</b>	<b>74,15</b>	<b>0,0536</b>	<b>0,1333</b>	<b>0,1127</b>
6,0	49,81	90,70	98,15	74,77	81,27	75,91	0,0541	0,1341	0,1148

La influencia sobre la eficiencia del campo solar ( $\eta_{sf}$ ) es muy marcada. Un acumulador grande trabaja a menores temperaturas favoreciendo el rendimiento de los colectores durante el proceso de carga, y está totalmente cargado durante menos tiempo, lo que permite una mayor utilización del campo solar. Por tanto, la fracción solar aumenta con el tamaño del acumulador. Cuando el ratio  $V/A$  es bajo el aumento con el volumen es significativo, pero luego llega un momento en que el aumento de volumen es menos efectivo.

El coste del calor solar, primero se reduce con el volumen del acumulador, hasta alcanzar un mínimo, y luego aumenta. Se observa como los costes totales aumentan con el volumen del acumulador. Esto es debido, sobre todo, al aumento de la cobertura solar.

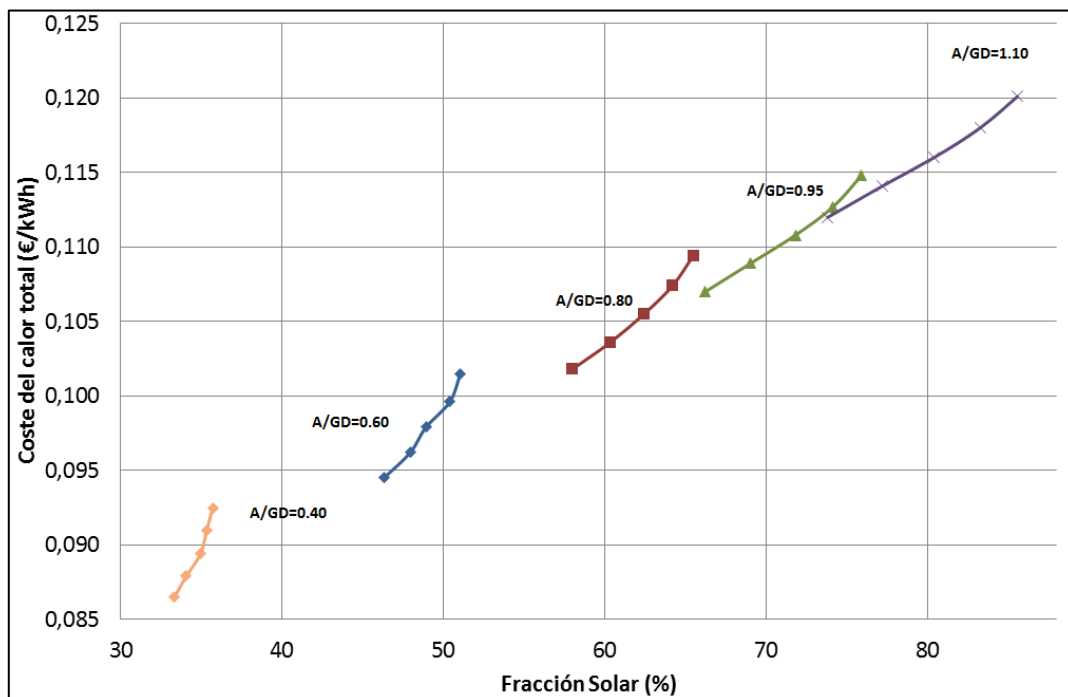
#### 7.4. Combinación óptima de los ratios $A/GD$ y $V/A$

Al modificar conjuntamente ambos ratios es posible encontrar la combinación óptima que haga mínimo el coste del calor suministrado.

El objetivo de este análisis es determinar los valores de dimensionamiento de los ratios  $A/GD$  y  $V/A$  que proporcionan un menor coste total para una fracción solar elegida en el diseño de la instalación.

Para ello se han considerado plantas con ratios comprendidos en los siguientes intervalos  $A/GD = [0,4 - 1,1]$  y  $V/A = [4,5 - 6,5]$ .

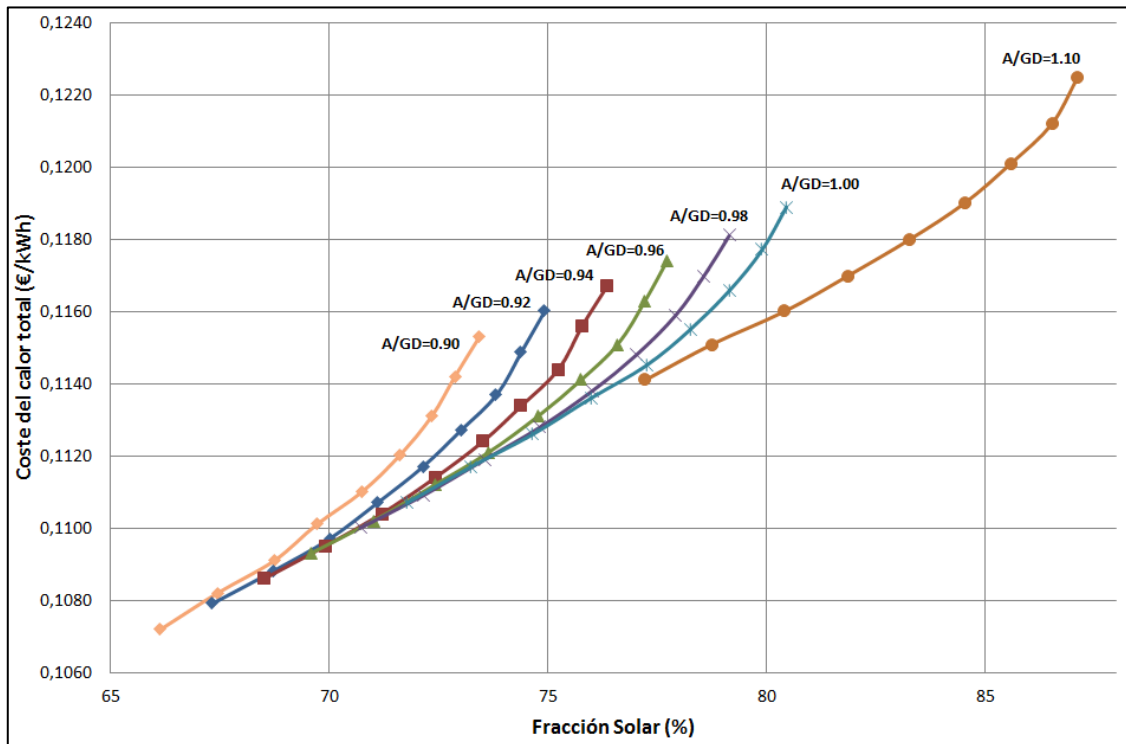
En la Figura 17 se muestra la variación del coste unitario del calor en función de la fracción solar. Para cada ratio  $A/GD$ , el ratio  $V/A$  varía de izquierda a derecha.



**Figura 17.** Fracción solar y coste del calor total en función de  $A/GD$  y  $V/A$

Se observa como la fracción solar queda determinada básicamente por el ratio  $A/GD$  a causa de la forma significativa que toma la gráfica de la Figura 17, mientras que el volumen de acumulación (ratio  $V/A$ ) afecta a la fracción solar en mucha menor medida.

Si se reduce el rango de valores de  $A/GD = [0,90-1,1]$  y se consideran más valores dentro del rango de  $V/A = [4,5-6,5]$ , los resultados obtenidos son los mostrados en la Figura 18.



**Figura 18.** Fracción solar y coste total del calor en función de  $A/GD$  y  $V/A$

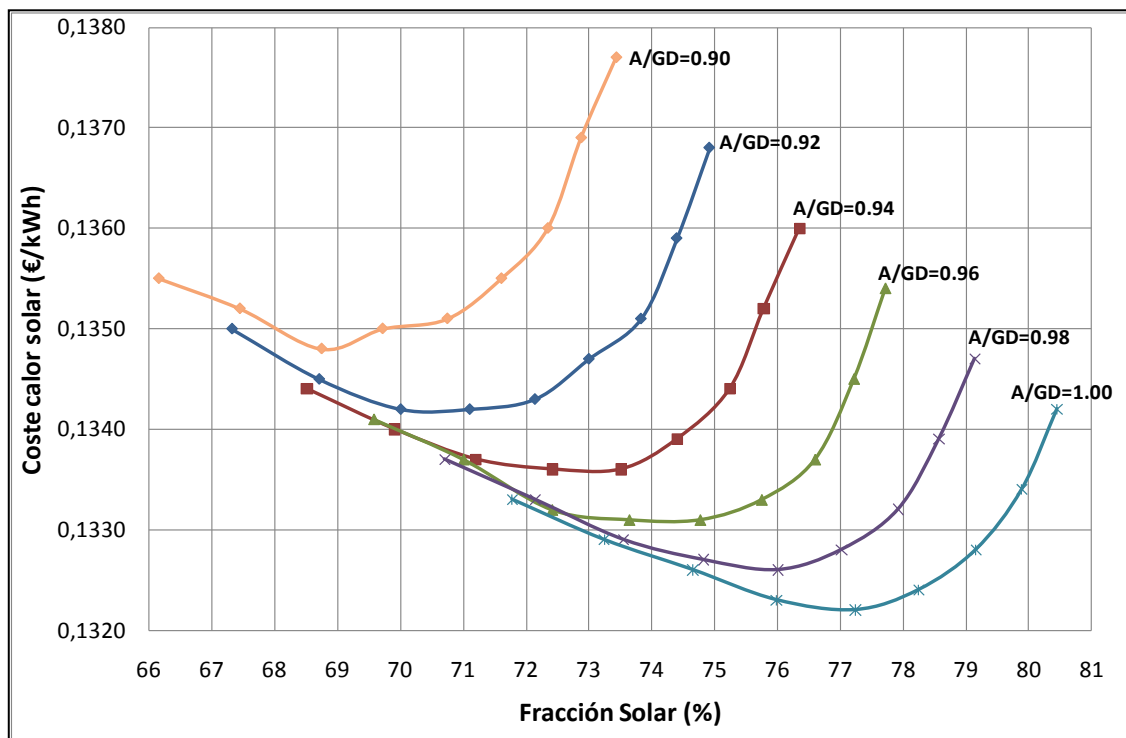
Para una determinada fracción solar, el coste total es menor para un valor más grande de  $A/GD$ . Por ejemplo, una fracción solar de 75% se puede alcanzar con valores de  $A/GD$  de 0,96, 0,98 y 1,00. Sin embargo, cuanto mayor es dicho ratio, menor es el coste. También se puede observar cómo los volúmenes altos de acumulación nunca proporcionan el coste óptimo.

Esto implica que en una primera instancia se ha de elegir grandes áreas de captación solar frente a grandes valores de acumulación, siendo el diseño óptimo desde el punto de vista económico aquel con mayor área colectora y menor volumen de acumulación.

En la zona de fracción solar entorno al 70 – 75% convergen todas las curvas y hay un rango en la que cabe cierta libertad a la hora de elegir valores, siendo posibles diversas combinaciones de ratios.

La Figura 19 muestra el análisis en función de coste del calor solar. Los diseños se han realizado considerando un ratio  $A/GD$  dentro del rango  $[0,90-1,0]$  y un ratio  $V/A$  que varía de 4,5 a 6,5. Puede observarse que una vez decidida la fracción solar a alcanzar, la variable más determinante para un diseño óptimo es el ratio  $A/GD$ , pero como también se aprecia en la Figura 19, una misma fracción solar, por ejemplo del 71%, puede alcanzarse con distintas combinaciones  $A/GD$  y  $V/A$ , sin una variación de coste apreciable.

Para las condiciones de Zaragoza, un ratio  $V/A$  entre 5 y 5,5 conduce a diseños razonables.



**Figura 19.** Fracción solar y coste del calor solar en función de  $A/GD$  y  $V/A$

## 8. CONCLUSIONES

Este trabajo pretende ser una guía de diseño para promover la instalación de sistemas solares térmicos con acumulación estacional en diferentes zonas climáticas de España. Estos sistemas presentan la capacidad de suministrar, con elevadas fracciones solares, las demandas de calefacción y agua caliente sanitaria.

El objetivo del proyecto es analizar el potencial de aplicación de los grandes sistemas solares térmicos a lo largo y ancho de la geografía española para conjuntos residenciales con un número variable de viviendas.

La primera fase del proyecto consistió en la adquisición de conocimientos sobre los grandes sistemas solares térmicos mediante lectura comprensiva de documentación especializada. Posteriormente se adquirió la habilidad necesaria para manejar con soltura el caso base de partida y el programa informático TRNSYS.

En una segunda fase se trabajó sobre el caso base, realizando las modificaciones necesarias sobre el diseño original para simular la planta requerida en distintas ciudades de la geografía española y para un número variable en el número de viviendas. También se evaluaron las repercusiones en el diseño al modificar determinados parámetros de diseño.

Tras el análisis de los resultados obtenidos, el presente trabajo permite extraer varias conclusiones.

- Este tipo de plantas muestran viabilidad técnica para satisfacer un elevado porcentaje de las necesidades de demanda de ACS y calefacción. En particular, la instalación de estas plantas es viable en un número elevado de ciudades españolas.
- Desde el punto de vista económico, y sin tener en cuenta las posibles subvenciones, este tipo de instalaciones no resultan satisfactorias. El precio del calor solar resulta elevado en comparación con el precio del calor no solar. Esta diferencia es mayor cuanto mayores fracciones solares se exigen.
- Desde el punto de visto del tamaño, al aumentar el número de viviendas se obtienen mejores fracciones solares y menores costes. Esto se observa en mayor medida al pasar de 100 a 500 viviendas, siendo la mejoría menos significativa al aumentar el número de viviendas de 500 a 1000.
- Geográficamente, la gran variabilidad de zonas climáticas en España impide generalizar el diseño para todas las ciudades. Parámetros como la radiación solar y la demanda energética varían irregularmente de una ciudad a otra, por lo que sería necesario realizar un estudio para cada ciudad en particular.

De los resultados obtenidos en este trabajo se puede concluir que la contribución de la energía solar a la demanda global de energía se puede aumentar mediante el diseño de sistemas capaces de cubrir casi la totalidad de la demanda de ACS y una gran parte de las necesidades de calefacción. Esto es posible debido a las condiciones climáticas favorables de las que se dispone en España y otros países de Europa del Sur.

Las futuras políticas energéticas deberían incorporar el desarrollo de este tipo de plantas energéticas en sus estrategias a medio plazo. Los altos costes de inversión iniciales podrían verse reducidos gracias a una planificación y coordinación de los diferentes agentes que intervienen en los procesos edificatorios desde las etapas más tempranas del proyecto, lo que permitiría la construcción de estas plantas en las cercanías de los edificios a los cuales abastecen.

Estos resultados fueron presentados como ponencia [28] en el “*VII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica*”, celebrado en Bilbao los días 15, 16 y 17 de Junio de 2011. <http://cnit7.asmoz.org/>

## NOMENCLATURA

<b>A</b>	Superficie de captación solar	[m <sup>2</sup> ]
<b>CDr</b>	Demanda anual de refrigeración de referencia	[kWh/ m <sup>2</sup> ]
<b>DDe</b>	Nº medio mensual/anual días despejados	
<b>DD</b>	Demanda anual de ACS	[kWh/ m <sup>2</sup> ]
<b>DDr</b>	Demanda anual de ACS de referencia	[kWh/ m <sup>2</sup> ]
<b>DF</b>	Nº medio mensual/anual de días de niebla	
<b>DH</b>	Nº medio mensual/anual de días de helada	
<b>DN</b>	Nº medio mensual/anual de días de nieve	
<b>DR</b>	Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm	
<b>DT</b>	Nº medio mensual/anual días de tormenta	
<b>EP1</b>	Consumo de electricidad de la Bomba 1	[GJ/año]
<b>EP2</b>	Consumo de electricidad de la Bomba 2	[GJ/año]
<b>EP3</b>	Consumo de electricidad de la Bomba 3	[GJ/año]
<b>EPS</b>	Consumo de electricidad de la Bomba S	[GJ/año]
<b>G</b>	Gas natural total suministrado al sistema	[GJ/año]
<b>GBD</b>	Entrada de gas natural para la caldera de ACS	[GJ/año]
<b>GBH</b>	Entrada de gas natural para la caldera de calefacción	[GJ/año]
<b>GD</b>	Demanda anual de calor	[kWh/ m <sup>2</sup> ]
<b>GSr</b>	Radiación solar global sobre superficie horizontal	[kWh/ m <sup>2</sup> ]
<b>H</b>	Humedad relativa media	[%]
<b>HD</b>	Demanda anual de calefacción	[kWh/ m <sup>2</sup> ]
<b>HDr</b>	Demanda anual de calefacción de referencia	[kWh/ m <sup>2</sup> ]
<b>I</b>	Nº medio mensual/anual de horas de sol	
<b>Qa1,l</b>	Perdidas de calor del acumulador estacional	[GJ/año]
<b>Qa1,o</b>	Calor de salida del acumulador estacional	[GJ/año]
<b>Qa2,l</b>	Perdidas de calor del acumulador de ACS	[GJ/año]
<b>Qa2,o</b>	Calor de salida del acumulador de ACS	[GJ/año]
<b>QBD,l</b>	Perdidas de calor de la caldera de ACS	[GJ/año]
<b>QBD,o</b>	Calor de salida de la caldera de ACS	[GJ/año]
<b>QBH,l</b>	Perdidas de calor de la caldera de calefacción	[GJ/año]
<b>QBH,o</b>	Calor de salida de la caldera de calefacción	[GJ/año]
<b>Qex1,o</b>	Calor de salida del intercambiador ex1	[GJ/año]
<b>Qex2,o</b>	Calor de salida del intercambiador ex2	[GJ/año]
<b>Qex3,o</b>	Calor de salida del intercambiador ex3	[GJ/año]
<b>Qp1,l</b>	Perdidas de calor de la Bomba P1	[GJ/año]
<b>Qp1,o</b>	Calor de salida de la Bomba P1	[GJ/año]
<b>Qp2,l</b>	Perdidas de calor de la Bomba P2	[GJ/año]
<b>Qp2,o</b>	Calor de salida de la Bomba P2	[GJ/año]
<b>Qp3,l</b>	Perdidas de calor de la Bomba P3	[GJ/año]
<b>Qp3,o</b>	Calor de salida de la Bomba P3	[GJ/año]
<b>Qps,l</b>	Perdidas de calor de la Bomba Ps	[GJ/año]
<b>Qps,o</b>	Calor de salida de la Bomba Ps	[GJ/año]

<b>Qsf,i</b>	Energía de entrada al campo solar	[GJ/año]
<b>Qsf,l</b>	Perdidas de energía en el campo solar	[GJ/año]
<b>Qsf,o</b>	Calor de salida del campo solar	[GJ/año]
<b>R</b>	Precipitación mensual/anual media	[mm]
<b>SF<sub>DD</sub></b>	Fracción solar de la demanda de ACS	[%]
<b>SF<sub>HD</sub></b>	Fracción solar de la demanda de calefacción	[%]
<b>T</b>	Temperatura media mensual/anual	[°C]
<b>TM</b>	Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias	[°C]
<b>Tm</b>	Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias	[°C]
<b>TMA</b>	Temperatura media anual	[°C]
<b>V</b>	Volumen del acumulador estacional	[m <sup>3</sup> ]
<b>η<sub>a1</sub></b>	Eficiencia del acumulador estacional	[GJ/año]
<b>η<sub>a2</sub></b>	Eficiencia del acumulador de ACS	[GJ/año]
<b>η<sub>BD</sub></b>	Eficiencia de la caldera de ACS	[GJ/año]
<b>η<sub>BH</sub></b>	Eficiencia de la caldera de calefacción	[GJ/año]
<b>η<sub>sf</sub></b>	Eficiencia del campo solar	[GJ/año]



## REFERENCIAS

- [1] Real Decreto 314/2006. *Código Técnico de la Edificación*. BOE, 28 de marzo de 2006.
- [2] WEISS, W. Estudio del potencial de la Energía Solar Térmica en Europa. ESTIF, 2009.
- [3] PALACIN, F. LOZANO, M.A. *Sistemas de calefacción de distrito con aporte solar y acumulación térmica estacional*. VI Jornadas Nacionales de Ingeniería Termodinámica, Córdoba, 2009.
- [4] GUIRAL, L. LOZANO, M.A. PALACIN, F. Análisis de viabilidad de un sistema solar térmico con acumulación estacional en Zaragoza. AFRISOL, Almería, 2010.
- [5] LOZANO, M.A. ANASTASIA, A. PALACIN, F. SERRA, L.M. Simulation study and economic analysis of large-scale solar heating plants in Spain. EUROSUN, Graz, 2010.
- [6] HELLER, A. *15 years of R&D in central solar heating in Denmark*. Solar Energy, Vol. 69, pp. 437-447, 2000.
- [7] MANGOLD, D. *Seasonal storage – a German success history*. Sun & Wind Energy 1/2007, pp. 48-58.
- [8] ELLEHAUGE, K. PEDERSEN, T.E. *Solar heat storages in district heating networks*. Energinet.dk, PREHEAT project no. 2006-2-6750, July 2007.
- [9] SCHMIDT, T. MANGOLD, D. *Status of solar thermal seasonal storage in Germany*. Effstock, Stockholm, 2009.
- [10] TRNSYS 16: *a TRaNsient SYstem Simulation program*. SEL, University of Wisconsin-Madison, 2004.
- [11] AEMET, *Agencia Estatal de Meteorología* (<http://www.aemet.es/es/portada>)
- [12] AENOR. Norma UNE 94002:2005: Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria.
- [13] AENOR. Norma UNE 94003:2007: Datos climáticos para el dimensionado de instalaciones solares térmicas.
- [14] AENOR. Norma UNE 100001:2011: Climatización. Condiciones climáticas para proyectos.
- [15] IDAE. Escala de Calificación Energética para Edificios de Nueva Construcción, 2009.
- [16] IDAE. Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura, 2009.
- [17] LOZANO, M.A. RAMOS, J.C. SERRA, L.M. Cost optimization of the design of CHCP (combined heat, cooling and power) systems under legal constraints. Energy, Vol. 35, pp. 794-805, 2010.
- [18] MARIN, J.M. Evaluación de alternativas para el abastecimiento energético de una urbanización residencial en Zaragoza. Proyecto Fin de Carrera, CPS, Universidad de Zaragoza, 2003.
- [19] EnergyPlus. *Weather Data* ([http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather\\_data.cfm](http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm)).
- [20] Eurostat. *Energy Data* (<http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/energy/data/database>).
- [21] LOZANO, M.A. ANASTASIA, A. SERRA, L.M. VERDA, V. Thermoeconomic cost analysis of central solar heating plants combined with seasonal storage. IMECE, Vancouver, 2010.
- [22] ANASTASIA, A. Simulation and thermo-economic analysis of central solar heating plants. Tesis de Laurea, Politecnico de Torino, 2010.

- [23] SCHMIDT, T. MANGOLD, D. MULLER, H. Central solar heating plants with seasonal storage in Germany. Solar Energy, Vol. 76, 2004.
- [24] THERMITAL. Tarifa de precios España 09/2008.
- [25] SEDICAL. Programas de cálculo y Tarifa Profesional 2007.
- [26] FABRIZIO, E. An hourly modelling framework for the assessment of energy sources exploitation and energy converters selection and sizing in buildings. Energy and Buildings, Vol. 41, pp.1037-1050, 2009.
- [27] RAAB, S. MANGOLD, D. HEIDEMANN, W. MULLER, H. Simulation on solar assisted district heating systems with solar fractions of 35%. ISES Solar World Congress, 2003.
- [28] GUIRAL, L. Análisis de sistemas de energía solar con acumulación estacional para calefacción de distrito. Proyecto fin de carrera, Universidad de Zaragoza, 2009.
- [29] FRAGO, J. LOZANO, M.A. SERRA, L. Potencial de aplicación de los grandes sistemas solares térmicos en el sector residencial. CNIT7, Bilbao, 2011.
- [30] WALAS, S.M. Chemical Process Equipment. Butterworth-Heinemann, 1960.
- [31] ULRICH, G.D. VASUDEVAN, P.T. Chemical Engineering Process Design and Economics. Process Publ., 2004.
- [32] LINDEBERG, D. Optimization of solar district heating system: seasonal storage, heat pump, and cogeneration. Energy 1999.
- [33] Solartechnik Prüfung Forschung (SPF) institut für Solartechnik Hochschule Rapperswil. ARCON Solvarme A/S testing is in Test Report No. C662LPEN, ([www.solarenergy.ch](http://www.solarenergy.ch)).
- [34] SCHMIDT, T. MANGOLD, D. Mangold. Seasonal thermal energy storage in Germany. Eurosun 2008.
- [35] Technical catalogue PREMANT® by BRUGG ROHRSYSTEM AG. (<http://www.bruggpipesystems.it/azienda/azienda.htm>)